Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В.Коваленко
«_____» _____2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

«ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ»

Руководитель _____ профессор А.А. Герасименко

Выпускник _____ А.Д. Савчук

Красноярск 2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии» содержит 150 страниц текстового документа, 20 использованных источников, 8 приложений, 5 листов графического материала.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРОЕКТ СЕТИ 110 КВ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА НА СУТОЧНОМ ИНТЕРВАЛЕ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, СУТОЧНЫЙ ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЁТ НА ЭВМ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование сети 110 кВ и оптимизация режима напряжения.

В ходе работы было произведено сравнение вариантов выполнения РЭС, выбран оптимальный, выбрано основное оборудование подстанции 4, рассчитан нормальный, послеаварийный, а также оптимальный режим напряжения сети.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ 2

СОДЕРЖАНИЕ 3

ВВЕДЕНИЕ 6

1. Проектирование районной электрической сети 8

1.1. Составление баланса активной и реактивной мощностей 8

1.2. Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций 11

1.3. Составление вариантов схем 13

1.3.1. Анализ конфигурации сети 15

1.4. Приближённый расчёт потокораспределения 17

1.5. Выбор номинального напряжения 22

1.6. Выбор сечений проводов по условиям экономичности 24

1.6.1. Определение сопротивления участков линий 26

1.7. Определение потерь напряжения 28

1.8. Выбор силовых трансформаторов 29

1.9. Выбор схем распределительных устройств 33

1.10. Расчёт потерь электроэнергии 36

2. Расчёт экономических показателей 39

2.1. Определение ущерба от недоотпуска электроэнергии 39

2.2. Расчёт капитальных затрат 41

2.2.1. Определение капитальных вложений в подстанции 42

2.2.2. Определение капитальных вложений на сооружение воздушных линий 45

2.2.3. Определение капитальных вложений в распределительное устройство низшего напряжения 47

2.2.4. Определение суммарных капитальных вложений 48

2.3. Расчёт эксплуатационных затрат 49

2.4. Расчёт чисто дисконтированного дохода 51

2.5. Расчёт приведённых затрат 53
2.6. Расчёт срока окупаемости 54
2.7. Определение рентабельности 55
2.8. Сравнение вариантов по экономическим показателям 56
3. Расчёт токов короткого замыкания 56
3.1. Определение параметров схемы замещения прямой последовательности 57
3.2. Определение параметров схемы замещения нулевой последовательности 63
3.3. Расчёт токов короткого замыкания 64
3.4. Определение ударного тока короткого замыкания и его апериодической составляющей 66
4. Проектирование подстанции 67
4.1. Расчёт токов нармального режима в трансформаторах и линиях 67
4.2. Выбор трансформаторов 68
4.3. Выбор выключателей на стороне 110 кВ 69
4.4. Выбор выключателей и комплектного распределительного устройства на стороне 10 кВ 72
4.5. Выбор разъединителей на стороне 110 кВ 76
4.6. Выбор и проверка разъединителей на стороне 10 кВ 77
5. Графики электрических нагрузок 77
5.1. Определение графиков нагрузок отдельных потребителей 78
5.2. Определение суммарного графика электрических нагрузок ЭЭС 81
6. Расчёт и анализ характерных установившихся режимов 83
6.1. Составление схемы замещения 83
6.2. Расчёт установившихся режимов на ЭВМ и анализ результатов расчёта . 85
6.3. Анализ установившихся режимов 86
6.4. Выбор устройств регулирования 87
6.5. Определение потерь электроэнергии 92

7. Оптимизация установившегося режима 93
7.1. Математическая постановка задачи оптимизации режимов 93
7.2. Математическая постановка задачи поиска минимума потерь мощности 96
7.3. Определение оптимального уровня напряжений в узлах районной сети .. 97
7.4. Определение экономического эффекта от оптимизации 101
7.5. Выбор устройств регулирования 102
7.6. Графическая интерпретация метода оптимизации режима 104
8. Определение дополнительных технико-экономических показателей спроектированной сети 106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 108
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ 109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 110
ПРИЛОЖЕНИЕ А 113
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 115
ПРИЛОЖЕНИЕ В 118
ПРИЛОЖЕНИЕ Г 121
ПРИЛОЖЕНИЕ Д 124
ПРИЛОЖЕНИЕ Е 126
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж 128
ПРИЛОЖЕНИЕ И 130

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование экономически эффективной районной электрической сети является основной целью выпускной квалификационной работы (ВКР). В результате проектирования необходимо выполнить технико-экономическое обоснование решений, определить оптимальный вариант РЭС, к которой предъявляются многочисленные требования для создания нормального режима электроснабжения потребителей.

Исходя из расположения узлов производства и потребления электроэнергии рассматриваются несколько вариантов их соединений, производится их оценка, исключаются наиболее затратные и технически невыполнимые варианты.

Ввод энергетического оборудования производится за два года, что требует распределения капитальных затрат.

В процессе проектирования РЭС применяются знания, полученные за весь курс обучения в институте, а также используются дополнительные литературные источники.

Исходные данные для ВКР

Мощности подстанций (станций) и координаты их относительного расположения на ситуационном плане представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные об источниках питания и пунктах потребления электроэнергии

Параметр	Станция 1	ПС 2	ПС 3	ПС 4	ПС 5	БУ
P_{max}, МВт	50,0	30,0	40,0	34,0	32,0	∞
cosφ, о.е.	0,87	0,86	0,92	0,88	0,84	-
x/y, мм	70/60	45/70	50/82	40/95	80/80	80/100
Категория ЭП	I	II	I	II	II-III	-

Масштаб: в 1 см – 5 км.

Продолжительность использования максимальной мощности T_{max} = 4400 ч.

1. Проектирование районной электрической сети

Необходимо спроектировать электрическую сеть, возводимую в две очереди. Первая очередь состоит из станции 1, подстанций 3, 4 и балансирующего узла 6. Во вторую очередь возводятся подстанции 2 и 5.

1.1. Составление баланса активной и реактивной мощностей

Во время проектирования баланс мощностей составляют только для режима активных и реактивных нагрузок, принимая допущения что потребление наибольших нагрузок у всех потребителей РЭС происходит одновременно.

Определим суммарную мощность всех подстанций I и II очередей:

$$P^{I}_{ПΣ} = P_3 + P_4 = 40,0 + 34,0 = 74,0 \text{ МВт;} \quad (1.1.1)$$

$$P^{II}_{ПΣ} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = 30,0 + 40,0 + 34,0 + 32,0 = 136,0 \text{ МВт.} \quad (1.1.2)$$

Суммарные потери активной мощности в сети принимаются ориентировочно равными 6-8 % суммарной активной мощности подстанций [1, с.14]. Примем их равными 7 % суммарной активной мощности подстанций:

$$\Delta P^{I}_{ПΣ} = \Delta P^{I}_{ЛΣ} + \Delta P^{I}_{ТΣ} = 0,07 \cdot \Delta P^{I}_{ПΣ} = 0,07 \cdot 74,0 = 5,18 \text{ МВт;} \quad (1.1.3)$$

$$\Delta P^{II}_{ПΣ} = \Delta P^{II}_{ЛΣ} + \Delta P^{II}_{ТΣ} = 0,07 \cdot P^{II}_{ПΣ} = 0,07 \cdot 136,0 = 9,52 \text{ МВт.} \quad (1.1.4)$$

Необходимый резерв активной мощности принимаем 10 % от активной нагрузки потребителей:

$$P^{I}_{рез} = 0,10 \cdot \Delta P^{I}_{ПΣ} = 0,10 \cdot 74,0 = 7,40 \text{ МВт;} \quad (1.1.5)$$

$$P^{II}_{рез} = 0,10 \cdot P^{II}_{ПΣ} = 0,10 \cdot 136,0 = 13,60 \text{ МВт.} \quad (1.1.6)$$

Суммарная нагрузка РЭС с учётом потерь и резерва активной мощности:

$$P^{I}_{НΣ} = P^{I}_{ПΣ} + \Delta P^{I}_{ПΣ} + P^{I}_{рез} = 74,0 + 5,18 + 7,40 = 86,6 \text{ МВт;} \quad (1.1.7)$$

$$P^{II}_{НΣ} = P^{II}_{ПΣ} + \Delta P^{II}_{ПΣ} + P^{II}_{рез} = 136,0 + 9,5 + 13,6 = 159,1 \text{ МВт.} \quad (1.1.8)$$

Определим небаланс по активной мощности:

$$P^{I}_{НБ} = P^{I}_{Г} - P^{I}_{НΣ} = 50,0 - 86,6 = -36,6 \text{ МВт;} \quad (1.1.9)$$

$$P_{НБ}^{II} = P_{Г}^{II} - P_{НΣ}^{II} = 50,0 - 159,1 = -109,1 \text{ МВт}, \quad (1.1.10)$$

где отрицательный баланс по активной мощности говорит, что энергосистема является дефицитной, и недостающая мощность будет поступать от балансирующей станции.

Баланс реактивной мощности для проектируемой РЭС:

$$Q_{ист} + Q_{ку} \geq Q_{п/стΣ} + Q_{TΣ} + Q_{резΣ}. \quad (1.1.11)$$

Величину реактивной мощности, поступающей от балансирующей станции $Q_{ист}$, следует определить по небалансу активной мощности РЭС $P_{НБ}$ и коэффициенту мощности $cos\varphi_{ист}$, с которым запланирована выдача мощности с шин источников:

$$Q_{ист}^{I} = P_{НБ}^{I} \cdot tg\left[\arccos\left(\cos\varphi_{ист}\right)\right] = 36,6 \cdot tg\left[\arccos\left(0,94\right)\right] = 13,3 \text{ Мвар} \quad (1.1.12)$$

$$Q_{ист}^{II} = P_{НБ}^{II} \cdot tg\left[\arccos\left(\cos\varphi_{ист}\right)\right] = 109,1 \cdot tg\left[\arccos\left(0,94\right)\right] = 39,6 \text{ Мвар} \quad (1.1.13)$$

Определим реактивную мощность, поступающую от станции №1:

$$Q_1 = P_1 \cdot tg\left[\arccos\left(\cos\varphi_1\right)\right] = 50,0 \cdot tg\left[\arccos\left(0,87\right)\right] = 28,4 \text{ Мвар}. \quad (1.1.14)$$

Суммарная реактивная мощность, поступающая в сеть:

$$Q_{истΣ}^{I} = Q_{ист}^{I} + Q_1 = 13,3 + 28,4 = 41,7 \text{ Мвар}; \quad (1.1.15)$$

$$Q_{истΣ}^{II} = Q_{ист}^{II} + Q_1 = 39,6 + 28,4 = 68,0 \text{ Мвар}. \quad (1.1.16)$$

Реактивная мощность отдельной подстанции определяется аналогично мощности, выдаваемой первой станцией. Итоговые результаты расчёта реактивные мощностей подстанций приведены в таблице 2.

Таблица 2. Реактивная мощность подстанций

№ подстанции	P_i, МВт	$cos\varphi_i$, о.е.	Q_i, Мвар
1	-50,0	0,87	-28,4
2	30,0	0,86	17,8
3	40,0	0,92	17,0
4	34,0	0,88	18,3
5	32,0	0,84	20,7

Сгруппируем данные о полных мощностях подстанций в таблицу 3.

Таблица 3. Полные мощности подстанций

№ подстанции	$\underline{S}_i$, МВ·А	S_i, МВ·А
1	-50,0 - *j* 28,4	57,5
2	30,0 + *j* 17,8	34,9
3	40,0 + *j* 17,0	43,5
4	34,0 + *j* 18,3	38,6
5	32,0 + *j* 20,7	38,1

Определим суммарную реактивную мощность нагрузок:

$$Q^{I}_{П\Sigma} = Q_3 + Q_4 = 17,0 + 18,3 = 35,3 \text{ Мвар;} \quad (1.1.17)$$

$$Q^{II}_{П\Sigma} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 = 17,8 + 17,0 + 18,3 + 20,7 = 73,8 \text{ Мвар.} \quad (1.1.18)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах $\Delta Q_{T\Sigma}$ равны приблизительно 10 % от полной мощности подстанции [1, с.15]. Определим данные потери:

$$\Delta Q^{I}_{T\Sigma} = 0,10 \cdot \left(S_1 + S_3 + S_4 \right) = 0,10 \cdot \left(57,5 + 43,5 + 38,6 \right) = 13,9 \text{ Мвар;} \quad (1.1.19)$$

$$\Delta Q^{II}_{T\Sigma} = 0,10 \cdot \left(S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 \right) = \\ = 0,10 \cdot \left(57,5 + 34,9 + 43,5 + 38,6 + 38,1 \right) = 21,3 \text{Мвар.} \quad (1.1.20)$$

Резерв реактивной мощности принимаем приближенно равным 10% от реактивной мощности всех подстанций:

$$Q^{I}_{рез} = 0,10 \cdot Q^{I}_{П\Sigma} = 0,10 \cdot 35,3 = 3,53 \text{ Мвар;} \quad (1.1.21)$$

$$Q^{II}_{рез} = 0,10 \cdot Q^{II}_{П\Sigma} = 0,10 \cdot 73,8 = 7,38 \text{ Мвар.} \quad (1.1.22)$$

Определим суммарную реактивную нагрузку РЭС:

$$Q^{I}_{н\Sigma} = Q^{I}_{П\Sigma} + \Delta Q^{I}_{T\Sigma} + Q^{I}_{рез} = 35,3 + 13,9 + 3,53 = 52,9 \text{ Мвар;} \quad (1.1.23)$$

$$Q^{II}_{н\Sigma} = Q^{II}_{П\Sigma} + \Delta Q^{II}_{T\Sigma} + Q^{II}_{рез} = 73,8 + 21,3 + 7,38 = 102,5 \text{ Мвар.} \quad (1.1.24)$$

В данном случае полагаем, что все линии РЭС работают в режиме натуральной мощности. Тогда потери реактивной мощности в линиях равны генерируемой в линиях реактивной мощности.

Определим необходимость установки и мощность компенсирующих устройств (КУ), обеспечивающих баланс реактивной мощности:

$$Q_{ку} \geq Q_{нΣ} - Q_{истΣ}; \tag{1.1.25}$$

$$\begin{gathered} Q_{ку}^{I} \geq 52,9 - 41,7; \\ Q_{ку}^{II} \geq 102,5 - 68,0; \end{gathered} \tag{1.1.26}$$

$$\begin{gathered} Q_{ку}^{I} \geq 11,2\,\text{Мвар}; \\ Q_{ку}^{II} \geq 34,5\,\text{Мвар}; \end{gathered} \tag{1.1.27}$$

При величине $Q_{ку} > 0$ сеть считается дефицитной по реактивной мощности. В таком случае необходимо предусмотреть установку компенсирующих устройств.

1.2. Определение суммарной мощности компенсирующих устройств и величины расчётных нагрузок подстанций

Оцененная суммарная мощность КУ распределяется по потребительским подстанциям проектируемого района в соответствии со средним по условию баланса коэффициентом мощности подстанций [1, с. 16]:

$$tg\varphi_{эс}^{I} = \frac{Q_{ПΣ}^{I} - Q_{ку}^{I}}{P_{ПΣ}^{I}} = \frac{35,3 - 11,2}{74,0} = 0,326 \text{ о.е.}; \tag{1.2.1}$$

$$tg\varphi_{эс}^{II} = \frac{Q_{ПΣ}^{II} - Q_{ку}^{II}}{P_{ПΣ}^{II}} = \frac{73,8 - 34,5}{136,0} = 0,289 \text{ о.е.} \tag{1.2.2}$$

Определим мощность компенсирующих устройств подстанции №2:

$$\begin{gathered} Q_{ку3}^{расч} = P_3 \cdot \left[tg\left(\arccos\left(\cos\varphi_3\right)\right) - tg\varphi_{эс}^{I} \right] = \\ = 40,0 \cdot \left[tg\left(\arccos\left(0,88\right)\right) - 0,326 \right] = 4,01 \text{ Мвар}. \end{gathered} \tag{1.2.3}$$

Для оставшихся подстанций мощность КУ определяется аналогичным образом. Результаты расчёта КУ для других подстанций представлены в таблице 4.

Таблица 4. Требуемая мощность КУ для подстанций

№ п/ст	P_i, МВт	$\cos\varphi_i$, о.е.	$Q_{куi}^{расч.I}$, Мвар	$Q_{куi}^{расч.II}$, Мвар
2	30,0	0,860	-	9,13
3	40,0	0,920	4,01	5,48
4	34,0	0,880	7,27	8,53
5	32,0	0,840	-	11,42

По расчётным значениям требуемой мощности компенсирующих устройств выбираем ближайшие по мощности конденсаторные установки из каталога [2]. На подстанциях I очереди в качестве исходных данных для выбора принимаем расчётную мощность КУ $Q_{куi}^{расч.II}$, т.к. КУ из каталога позволяют автоматически регулировать реактивную мощность с шагом 450 Квар [2]. В случае установки на подстанциях двух трансформаторов с расщеплёнными обмотками количество КУ выбираем кратным 4, а в случае установки двух трансформаторов без расщепления – кратным 2. Результаты выбора конденсаторных установок представлены в таблице 5.

Таблица 5. Расчёт располагаемой мощности КУ

№ п/ст	$Q_{куi}^{расч}$, Мвар	Тип конденсаторных установок	$U_{куi}^{ном}$, кВ	$Q_{куi}^{расп}$, Мвар	Количество КУ, шт	$Q_{куΣ}^{расп}$, Мвар
2	9,13	УКРМ-10,5-2250-450	10,5	2,25	4	9,0
3	5,48	УКРМ-10,5-1350-450	10,5	1,35	4	5,4
4	8,53	УКРМ-10,5-2250-450	10,5	2,25	4	9,0
5	11,42	УКРМ-10,5-2700-450	10,5	2,70	4	10,8

Тогда для подстанции 3 в I очереди номинальная мощность КУ составит 4,05 Мвар, при расчётном значении 4,01 Мвар. Для подстанции 4 мощность составит 7,2 Мвар, при необходимой расчётной 7,27 Мвар.

Определим расчётную мощность проектируемой подстанции 2 с учётом установки компенсирующих устройств:

$$S_{n/ст2}^{расч} = P_2 + j\left(Q_2 + Q_{ку2}^{расп}\right) = 30,0 + j\left(17,8 + 9,0\right) = 30,0 + j26,8 \text{ МВ·А}. \quad (1.2.4)$$

Расчёт мощности у учетом КУ для оставшихся подстанций в таблице 6. В скобках указаны значения до ввода II очереди нагрузок.

Таблица 6. Полная мощность подстанций с учётом установки КУ

№ п/ст	P_i, МВт	Q_i, Мвар	$Q_{ку\Sigma}^{расп}$, Мвар	$\underline{S}_{n/ст}^{расч.I}$, МВ·А	$\underline{S}_{n/ст}^{расч.II}$, МВ·А
1	-50,0	-28,4	-	-50,0 - *j*28,4	-50,0 - *j*28,4
2	30,0	17,8	9,0	-	30,0 + *j*17,8
3	40,0	17,0	5,4 (4,05)	40,0 + *j*21,1	40,0 + *j*22,4
4	34,0	18,3	9,0 (7,2)	34,0 + *j*25,5	34,0 + *j*27,3
5	32,0	20,7	10,8	-	32,0 + *j*20,7

Для упрощения дальнейших расчётов представим модули мощностей в таблице 7.

Таблица 7. Модульные значения мощностей

№ п/ст	$S_{n/ст}^{расч.I}$, МВ·А	$S_{n/ст}^{расч.II}$, МВ·А
1	57,5	57,5
2	-	34,9
3	45,2	45,9
4	42,5	43,6
5	-	38,1

1.3. Составление вариантов схем

РЭС состоит из одной станции №1 и двух подстанций №3 и №4. Потребители №2 и №5 являются перспективной нагрузкой, которая вводится в работу после со-

оружения основной части сети. Расположение потребителей представлено на рисунке 1. В первую очередь строится сеть, соединяющая узлы наиболее мощные узлы 1, 3, 4 и БУ. При создании эскизов схем соединений необходимо руководствоваться следующими условиями [1, с. 17]:

1) При построении эскизов схем соединений необходимо учитывать категорийность потребителей. У потребителей I категории должно быть надежное электроснабжение по схеме с резервированием линий и понижающих трансформаторов. Электроснабжение потребителей II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания, т.е., как минимум, по двум цепям.

2) Радиально-магистральные сети, питающие потребителей I категории, выполняют не менее чем двухцепными линиями электропередачи. Замкнутая сеть может быть одноцепной.

3) Трассы линий от источников до пунктов электропотребления необходимо прокладывать по возможно короткому пути, с первоочередным подключением наиболее мощных нагрузок. Следует избегать сооружения протяжённых незагруженных участков ЭС, используемых только в послеаварийных режимах.

4) Для обеспечения высокого уровня устойчивости параллельной работы электростанций и условий для широкого маневрирования мощностями предусматривают жёсткие связи между электростанциями, т.е. с небольшой реактивностью и не менее чем по двум линиям.

Исходное расположение узлов сети представлено на рисунке 1. В скобках указаны потребители, вводимые во вторую очередь.

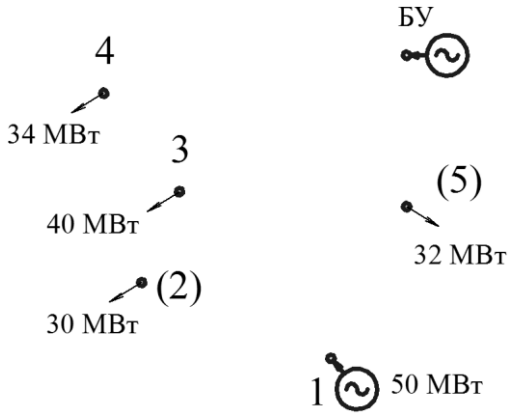


Рисунок 1. Расположение узлов сети

1.3.1. Анализ конфигурации сети

Сеть является дефицитной по активной мощности, поэтому не требуется отдавать электроэнергию от станции 1 во внешнюю сеть, отчего отсутствует необходимость соединять станцию с БУ напрямую, но из-за положения 5 узла, на II очереди строительства допустимо построить ответвительный участок к 5 нагрузке. На первом этапе мощности станции (50 МВт) достаточно, чтобы покрыть потребление нагрузки 3 (40 МВт) и частично 4 (34 МВт). Недополученная подстанцией 4 мощность будет браться из БУ. Станция 1, узел 3 и 4 находятся на одной прямой, поэтому обоснованно соединить их магистральной линией. Центр электрических нагрузок, ориентировочно, находится в узле 3, который, к тому же, расположен ближе к БУ, чем узел 4. Подстанцию 3 соединим с БУ, отчего участок БУ-3-1 станет двухцепным в связи с требованием соединения источников электроэнергии как минимум двухцепными участком. От узла 3 будет осуществляться питание нагрузки 4 и, впоследствии, 2 по одноцепным линиям. Подстанции 2 и 4 целесообразно делать тупиковыми из-за обособленного положения относительно источников питания, чтобы не усложнять и удорожать схемы их распределительных устройств. Это потребители II категории, поэтому они соединяются с подстанцией 3 двухцепными линиями. Соединять БУ и станцию 4 напрямую нецелесообразно из-за близости нагрузки 2 именно к 3 подстанции, в результате чего поток, идущий от БУ к 2 через 4 и 3 подстанцию будет генерировать бóльшие потери, чем при передаче от БУ через 3 подстанцию. Варианты первой очереди конфигурации сети, соединяющей узлы 1, 3, 4 и БУ представлены на рисунке 2.

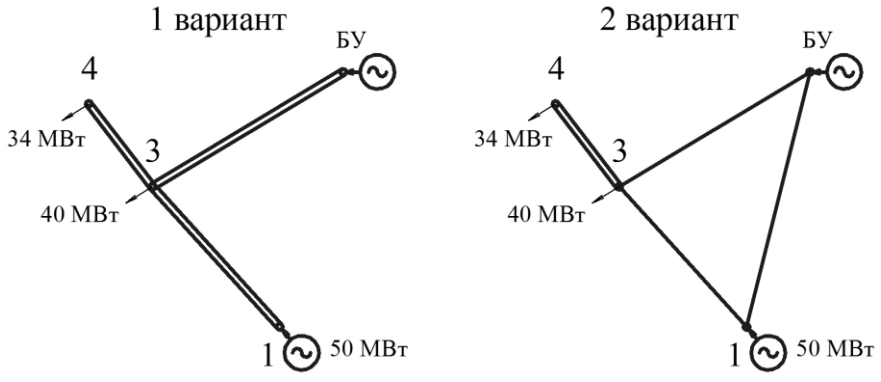


Рисунок 2. Эскизы первой очереди строительства

Во второй очереди строительства появляются подстанции 2 и 5. Узел 2 подключается к узлу 3. Питание узла 5 (II-III категория) в первом варианте можно осуществить от узла 1 или БУ, а во втором ответвительной опорой от участка 1-БУ. Возможности развития 1 варианта представлены на рисунке 3, а 2 варианта на рисунке 4.

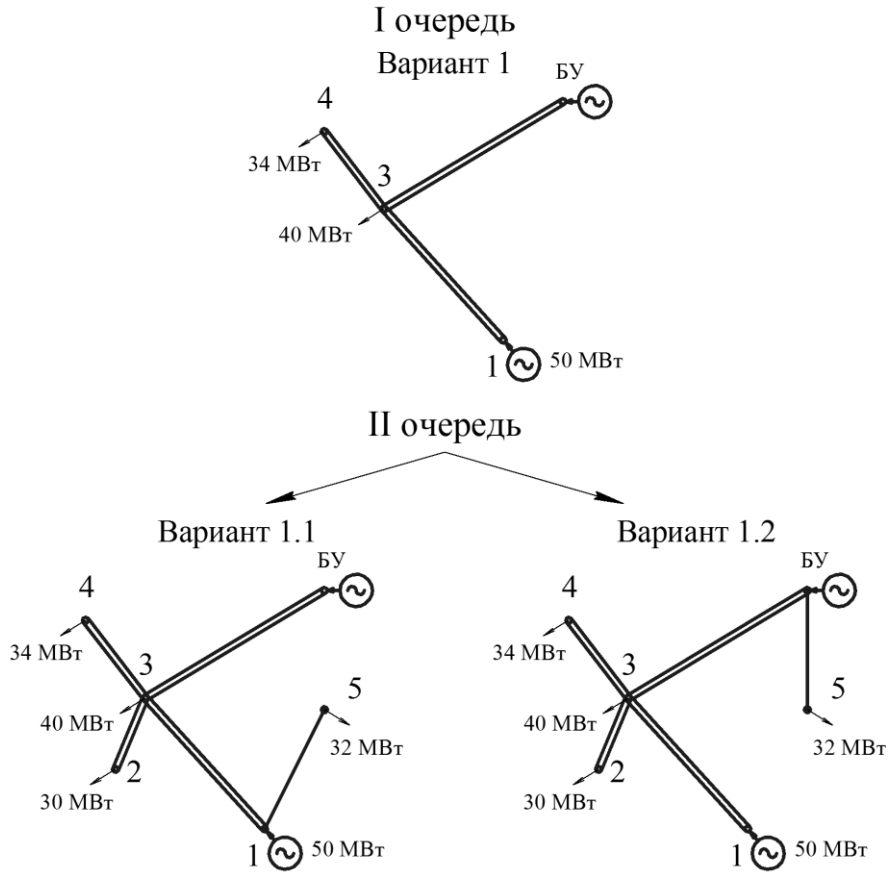


Рисунок 3. Возможности развития 1 варианта сети

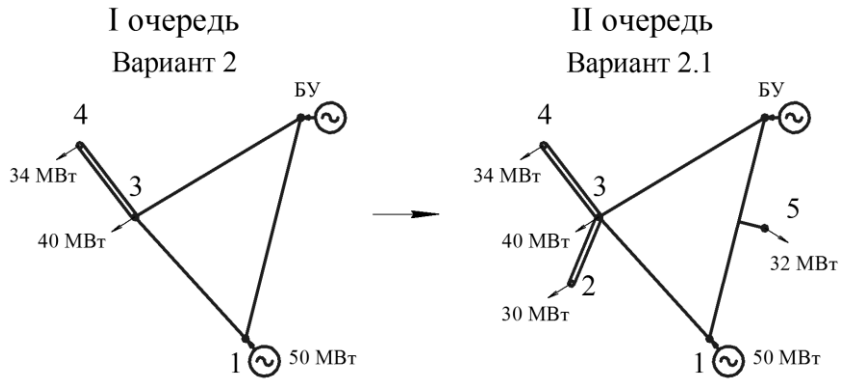


Рисунок 4. Второй вариант графа сети

1.4. Приближённый расчёт потокораспределения

Приближённый расчёт потокораспределения необходим для правильного выбора номинальных напряжений и сечений проводов на участках сети. Расчёт выполняется со следующими допущениями [1, с.21]:

1. Полученные после установки КУ нагрузки в узлах принимают в качестве расчётных. При этом не учитывают потери в трансформаторах подстанций, ёмкостные (зарядные) мощности линий, примыкающих к узлам.

2. Режим работы станции с заданной мощностью (узел 1) считают неизменным. Мощность указанной станции учитывают отрицательной нагрузкой. Балансирующая станция позволяет выдавать любую мощность, потребляемую ЭС.

3. Потокораспределение в ЭС определяют из условия постоянства напряжений во всех узлах сети, т. е. без учета потерь мощности, по первому закону Кирхгофа для мощностей.

4. Замкнутые сети предполагают однородными, что позволяет определить потокораспределение активных и реактивных мощностей независимо друг от друга по приведенным длинам, используя правило моментов.

5. Распределение нагрузок между несколькими параллельными линиями принимают одинаковым.

Произведём расчёт для 1 варианта сети (Рисунок 2). Стрелками указаны предположительное направление потока мощности. Римскими цифрами в скобках категория электропотребителя. Обведёнными числами показана длина участка сети в километрах.

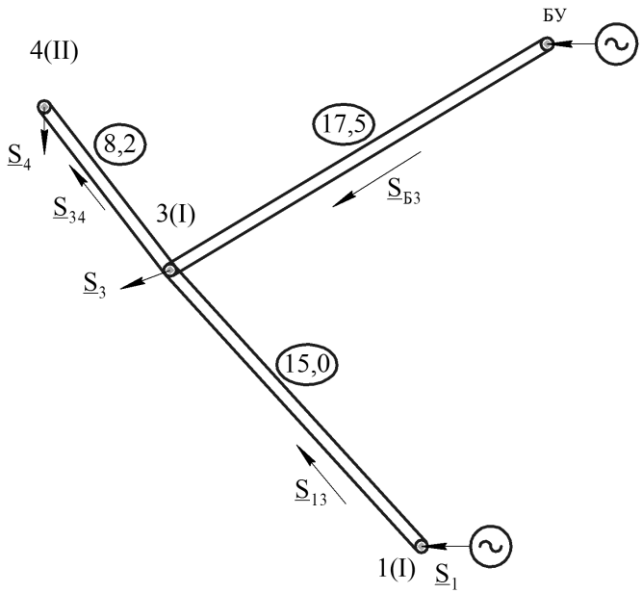


Рисунок 5. Потокораспределение 1 варианта сети

Определим потоки мощности ЭС:

$$\underline{S}_{13}^{I} = \underline{S}_{1}^{расч.I} = -50,0 - j28,4 \text{ МВ·А}; \quad (1.4.1)$$

$$\underline{S}_{34}^{I} = \underline{S}_{4}^{расч.I} = 34,0 + j25,5 \text{ МВ·А}; \quad (1.4.2)$$

$$\underline{S}_{Б3}^{I} = -\underline{S}_{13}^{I} + \underline{S}_{34}^{I} + \underline{S}_{3}^{расч.I} = \\ = -50,0 - j28,4 + 34,0 + j25,5 + 40,0 + j21,1 = 24,0 + j18,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (1.4.3)$$

где $\underline{S}_{1}^{расч.I}$, $\underline{S}_{3}^{расч.I}$, $\underline{S}_{4}^{расч.I}$ - расчётные полные мощности станции и подстанций (табл. 6 и 7), МВ·А;

I – Потокораспределение 1 варианта.

Рассмотрим вариант 2 с замкнутым участком сети (Рисунок 4). Замкнутыми называются электрические сети, в которых электропотребители получают электроэнергии с двух и более сторон (источников питания). Для расчёта воспользуемся правилом моментов для мощностей [3, с.327]. С условием допущения 4, сопротивления участков сети представляются приведёнными длинами. Размыкание производится по балансирующему источнику питания.

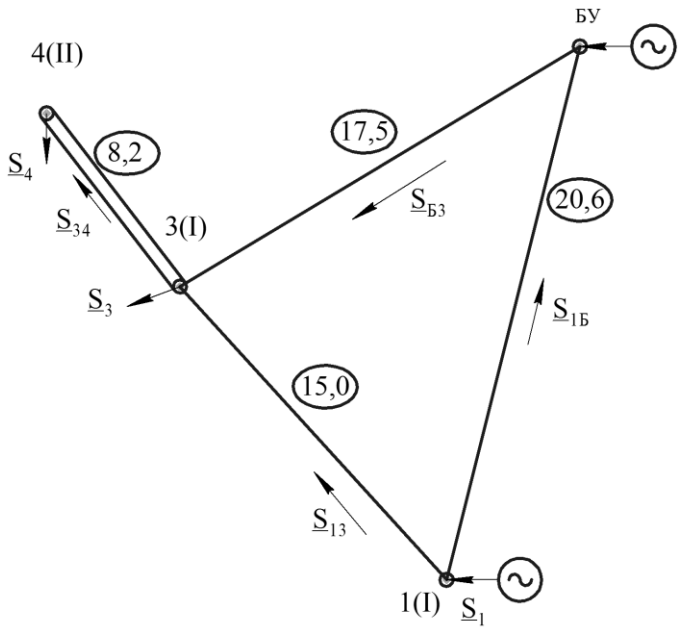


Рисунок 6. Потокораспределение 2 варианта сети

Определим потоки мощности к узлам, связанным с замкнутым контуром:

$$\underline{S}_{34}^{II} = \underline{S}_4^{расч.I} = 34,0 + j25,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \qquad (1.4.4)$$

где II – 2 вариант сети

Преобразуем кольцевой участок по правилу моментов, разомкнув его по балансирующему узлу. Распределение потоков представлено на рисунке 7.

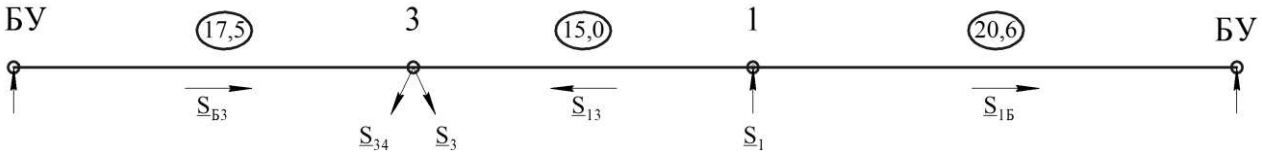


Рисунок 7. Участок 1-3-БУ

Потоки мощности в замкнутом контуре:

$$\underline{S}_{Б3}^{II} = \frac{\left(\underline{S}_{34} + \underline{S}_3^{расч.I}\right) \cdot \left(l_{13} + l_{1Б}\right) - \underline{S}_1^{расч.I} \cdot l_{1Б}}{l_{Б3} + l_{13} + l_{1Б}} =$$

$$= \frac{\left(34,0 + j25,5 + 40,0 + j21,4\right) \cdot \left(15,0 + 20,6\right) - \left(50,0 + j28,4\right) \cdot 20,6}{17,5 + 15,0 + 20,6} =$$

$$= 30,2 + j20,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \qquad (1.4.5)$$

$$\underline{S}_{1Б}^{II} = \frac{\underline{S}_1^{расч.I} \cdot \left(l_{БЗ} + l_{13}\right) + \left(\underline{S}_{34} + \underline{S}_3^{расч.I}\right) \cdot l_{БЗ}}{l_{БЗ} + l_{13} + l_{1Б}} =$$

$$= \frac{-\left(50,0 + j28,4\right) \cdot \left(17,5 + 15,0\right) + \left(34,0 + j25,5 + 40,0 + j21,4\right) \cdot 17,5}{17,5 + 15,0 + 20,6} =$$

$$= 6,21 + j1,97 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \qquad (1.4.6)$$

$$\underline{S}_{13}^{II} = \underline{S}_1^{расч.I} - \underline{S}_{1Б}^{II} =$$

$$= 50,0 + j28,4 - 6,21 - j1,97 = \qquad (1.4.7)$$

$$= 43,8 + j26,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выполним проверку баланса потоков в узле 3, сумма которых, в случае верного решения, должна быть равна нулю:

$$\underline{S}_{13}^{II} + \underline{S}_{БЗ}^{II} - \underline{S}_{34}^{II} - \underline{S}_3^{расч.I} =$$

$$= 43,2 + j26,4 + 30,2 + j20,3 - 34,0 - j25,5 - 40,0 - j21,4 \approx 0 \qquad (1.4.8)$$

Потокораспределения для возможных вариантов, представленных на рисунках 8, 9 и 10, развития первой очереди строительства, определяемые аналогичным образом, сгруппированы в таблице 8.

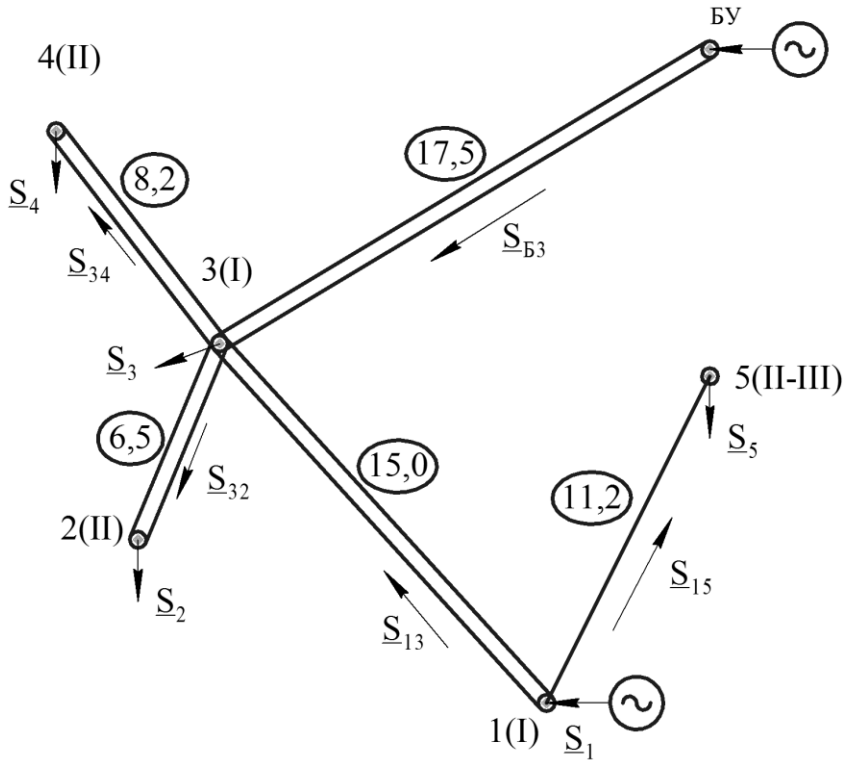


Рисунок 8. Потокораспределение варианта 1.1

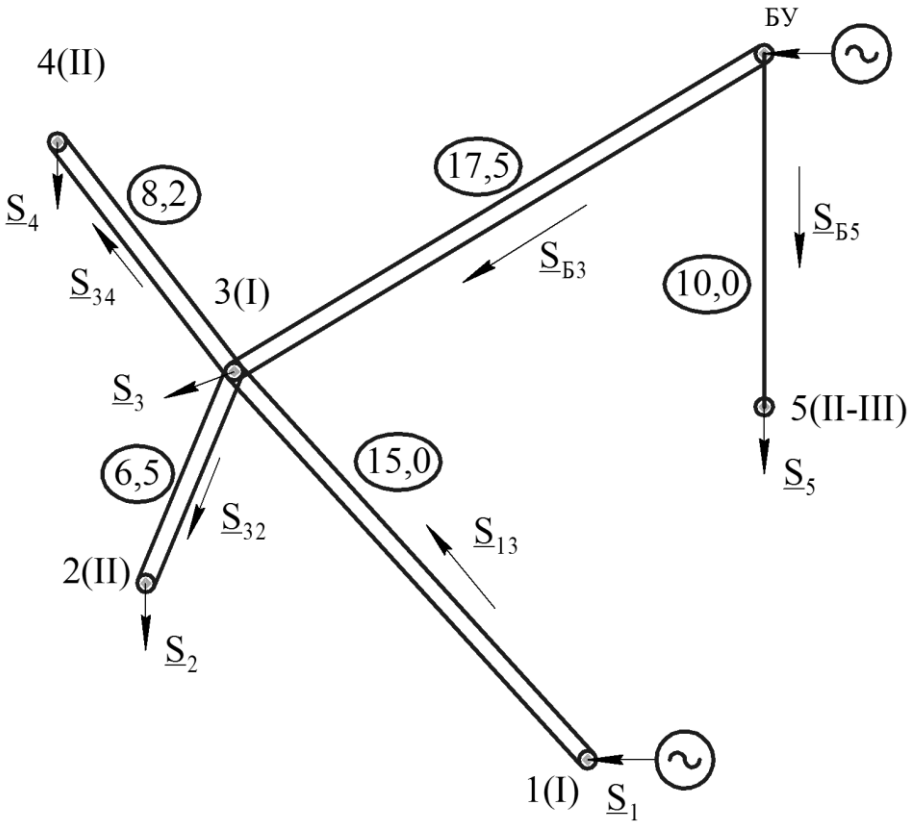


Рисунок 9. Потокораспределение варианта 1.2

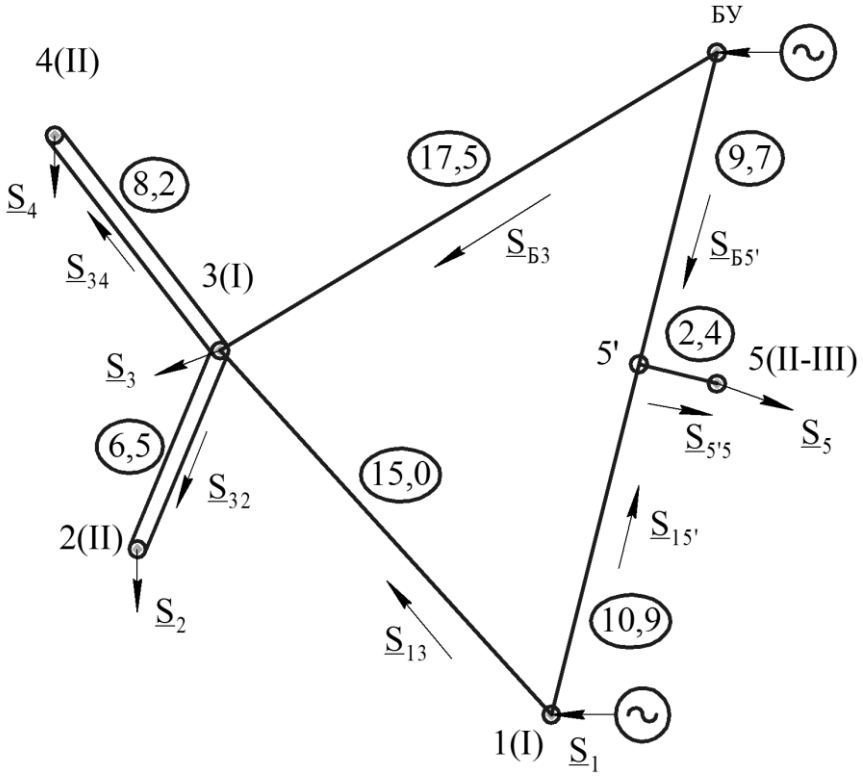


Рисунок 10. Потокораспределение варианта 2.1

Таблица 8. Потокораспределение на участках сети

Поток	Вариант 1	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 2	Вариант 2.1
$\underline{S}_{13}$	50,0 + *j*28,3	18,0 + *j*7,66	50,0 + *j*28,3	43,2 + *j*26,4	47,8 + *j*29,5
$\underline{S}_{34}$	34,0 + *j*25,5	34,0 + *j*27,3	34,0 + *j*27,3	34,0 + *j*25,5	34,0 + *j*27,3
$\underline{S}_{Б3}$	24,0 + *j*18,3	86,0 + *j*59,9	54,0 + *j*39,2	30,2 + *j*20,3	56,2 + *j*38,1
$\underline{S}_{1Б}$	-	-	-	6,21 + *j*1,97	-
$\underline{S}_{32}$	-	30,0 + *j*17,8	30,0 + *j*17,8	-	30,0 + *j*17,8
$\underline{S}_{15}$	-	32,0 + *j*20,7	-	-	2,17 + *j*1,16
$\underline{S}_{Б5}$	-	-	32,0 + *j*20,7	-	29,8 + *j*21,8
$\underline{S}_{5'5}$	-	-	-	-	32,0 + *j*20,7

Здесь для варианта 2.1 подразумевается, что потоки $\underline{S}_{15}$ и $\underline{S}_{Б5}$ указаны в направлении к отпаечному узлу 5’.

Согласно расчётам в целом для варианта 2 и его развития, в проектируемой системе всегда имеется ненагруженный участок 1-Б или 1-5, которые используются только в послеаварийных режимах. К тому же, одноцепные участки 1-3 и Б-3, как самые загруженные, по критериям надёжности потребуют усиления второй цепью, отчего сеть эволюционно приблизится к одной из проектируемых в первом варианте (вариантам 1.1 или 1.2). Исходя из этих факторов примем решение исключить этот вариант из дальнейших расчётов, оставив лишь сравнение вариантов 1.1 и 1.2.

Варианты 1.1 и 1.2 являются развитием варианта 1. На каждом этапе строительства различные максимальные режимы, на которые должно быть рассчитано оборудование, поэтому при определении финального варианта из 1.1 и 1.2, необходимо предусматривать состояние сети на предыдущем этапе. Отчего, в дальнейшем, производится расчёт вариантов 1, 1.1 и 1.2.

1.5. Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение в линии зависит от передаваемой мощности, длины и количества цепей. Его выбирают исходя из полученного потокораспределения и протяжённости участков. Потери в линии тем ниже, чем выше класс напряжения,

поэтому при выборе номинального напряжения линии, расчётное округляется до ближайшего бóльшего значения.

Предварительно оценим напряжение по эмпирической формуле [3, с.626], кВ:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.5.1)$$

где P и L – мощность на одну цепь и её длина, МВт и км.

Тогда напряжение на участке 1-3, по рисунку 5, кВ:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15,0} + \frac{2500}{25,0}}} = 86,6 \text{ кВ}. \quad (1.5.2)$$

Расчёту на участке 1-3 соответствует класс напряжения 110 кВ.

Произведём аналогичные расчёты для оставшихся вариантов сети, используя рисунки 8, 9 и результаты потокораспределения на участках в таблице 8. Результаты сгруппируем в таблицу 9.

Таблица 9. Расчёт номинальных напряжений 1 графа сети

Участок	Вариант 1	Вариант 1.1	Вариант 1.2
1-3	86,6	56,7	86,6
3-4	69,3	69,3	69,3
Б-3	65,0	107,4	90,8
3-2	-	64,0	64,0
1-5	-	90,3	-
Б-5	-	-	88,4

Исходя из результатов, все варианты участки сети возможно выполнить в едином классе напряжения 110 кВ.

1.6. Выбор сечений проводов по условиям экономичности

Экономическим называют сечение, соответствующее наименьшему значению расчётных (дисконтированных) затрат. Экономические сечения можно выбирать по нормированным значениям экономической плотности тока [1, с. 24].

Экономическая плотность тока зависит от времени использования наибольших нагрузок $T_{макс}$ (табл.1). При $T_{макс}$ равном 4400 часов нормативная плотность тока для неизолированных сталеалюминевых проводов равна 1,1 А/мм^2 [3, с.629].

Экономическое сечение зависит от экономической плотности тока и величины тока, протекающего по нему. Ток определяется передаваемой мощностью, классом напряжения и количеством цепей. Расчёт тока на участке, исходя из расчётного потокораспределения (табл. 8), производится по выражению:

$$I_{ij} = \frac{S_{ij} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ij} \cdot n_{цij}} \text{ А.} \qquad (1.6.1)$$

Сечение проводов определяется по выражению:

$$F_{ij}^{Э} = \frac{I_{ij}}{j_Э} \text{ мм}^2, \qquad (1.6.2)$$

где $j_Э$ – экономическая плотность тока, А/мм^2.

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного.

Определим ток на участке 1-3 варианта 1 (Рисунок 5), исходя из расчётного потокораспределения (табл. 8):

$$I_{13} = \frac{57{,}5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 150 \text{ А.} \qquad (1.6.3)$$

$$F_{15}^{Э} = \frac{150}{1{,}1} = 137 \text{ мм}^2. \qquad (1.6.4)$$

Согласно ПУЭ, для 110 минимальное сечение проводов ВЛ по условиям коронирования и радиопомех составляет 70 мм^2, [4, табл.2.5.6]. Все расчётные сечения менее 70 мм^2 для 110 кВ необходимо округлить до соответствующего значения.

Расчёт токов и сечений остальных участков всех вариантов сети представлен в таблицах 10, 11 и 12. Также в них представлен максимально допустимый по нагреву ток для заданного сечения [3, табл. П.1.9]. Токовая нагрузка линии I_{ij} не должна превышать допустимую по нагреву $I_{доп}$ для данного сечения.

Таблица 10. Токи и сечения проводов варианта 1

Участок	1-3	3-4	Б-3
Ток цепи I_{ij}, А	150	112	79,2
Расчётное сечение, мм^2	137	101	72,0
Марка провода	АС 150/24	АС 95/16	АС 70/11
Допустимый ток $I_{доп,}$, А	445	330	265

Таблица 11. Токи и сечения проводов варианта 1.1

Участок	1-3	3-4	Б-3	3-2	1-5
Ток цепи I_{ij}, А	51,3	112	275	91,5	200
Расчётное сечение, мм^2	46,7	101	250	83,2	182
Марка провода	АС 70/11	АС 95/16	АС 240/32	АС 95/16	АС 185/29
Допустимый ток $I_{доп,}$, А	265	330	605	330	510

Таблица 12. Токи и сечения проводов варианта 1.2

Участок	1-3	3-4	Б-3	3-2	Б-5
Ток цепи I_{ij}, А	151	112	175	91,5	200
Расчётное сечение, мм^2	137	101	159	83,2	182
Марка провода	АС 150/24	АС 95/16	АС 150/24	АС 95/16	АС 185/29
Допустимый ток $I_{доп,}$, А	445	330	445	330	510

Для варианта 1.1 во второй стадии строительства для участка 1-3 определена марка провода АС70/11, что меньше чем провод АС150/24 на первой стадии. Для провода АС70/11 допустимая токовая нагрузка равна 265 А, что превышает прогнозируемую на участке в первый год и равную 137 А. Целесообразность установки большего сечения определим по потерям напряжения и электроэнергии в дальнейшем. На основании этих факторов при расчёте варианта 1.1 на первом этапе строительства на участке 1-3 примем к установке провод АС70/11.

Как видно из таблиц 10, 11 и 12, токовая нагрузка не превышает допустимую по нагреву.

1.6.1. Определение сопротивления участков линий

Сопротивление участка сети зависит от марки провода, количества цепей и длины. Чем больше сопротивление, тем больше потери напряжения на участке, больше потери мощности и, следовательно, больше потери электроэнергии. Повышенные потери напряжения требуют ввода добавки напряжения в центрах питания для компенсации этих потерь и поддержания у потребителя допустимого значения напряжения.

Сопротивление линии определяется по выражению:

$$\underline{Z}_{ij}^{эк} = \frac{\underline{Z}_0}{n_ц} \cdot l_{ij} \text{ Ом}, \qquad (1.6.5)$$

где $\underline{Z}_0$ - удельное сопротивление одного километра сталеалюминиевого провода выбранного сечения [3, табл. П. 1.14], Ом/км;

l_{ij} и $n_ц$ – длина и количество цепей участка, км и шт.

Затем определим эквивалентную ёмкостную проводимость линии b_c, См:

$$b_c = b_0 \cdot n_ц \cdot l_{ij}, \qquad (1.6.6)$$

где b_0 – удельная ёмкостная проводимость линии с проводом выбранного сечения [3, табл. П. 1.14], См/км.

Перед расчётом сгруппируем данные о длинах и количестве цепей участков всех вариантов в таблице 13.

Таблица 13. Длины и количество цепей участков сети

Участок	Вариант 1		Вариант 1.1		Вариант 1.2	
	Длина, км	Кол. цепей, шт	Длина, км	Кол. цепей, шт	Длина, км	Кол. цепей, шт
1-3	15,0	2	15,0	2	15,0	2
3-4	8,2	2	8,2	2	8,2	2
Б-3	17,5	2	17,5	2	17,5	2
3-2	-	-	6,5	2	6,5	2
1-5	-	-	11,2	1	-	-
Б-5	-	-	-	-	10,0	1

Произведем расчёт эквивалентного сопротивления и ёмкостной проводимости линии 1-3 варианта 1, Ом и См·10^{-6}:

$$\underline{Z}_{1-3}^{эк} = \frac{0{,}198 + j0{,}420}{2} \cdot 15{,}0 = 1{,}49 + j3{,}15 \text{ Ом}; \quad (1.6.7)$$

$$b_c = 2{,}70 \cdot 2 \cdot 15{,}0 = 81{,}0 \text{ См} \cdot 10^{-6}. \quad (1.6.8)$$

Представим удельные сопротивления и ёмкостные проводимости проводов участков сети всех вариантов в таблице 14.

Таблица 14. Удельные сопротивления и ёмкостные проводимости проводов

Участок	Вариант 1		Вариант 1.1		Вариант 1.2	
	$\underline{Z}_0$, Ом/км	b_0, См/км·10^{-6}	$\underline{Z}_0$, Ом/км	b_0, См/км·10^{-6}	$\underline{Z}_0$, Ом/км	b_0, См/км·10^{-6}
1-3	0,198 + *j*0,420	2,70	0,428 + *j*0,444	2,55	0,198 + *j*0,420	2,70
3-4	0,306 + *j*0,443	2,61	0,306 + *j*0,434	2,61	0,306 + *j*0,434	2,61
Б-3	0,428 + *j*0,444	2,55	0,120 + *j*0,405	2,81	0,198 + *j*0,420	2,70
3-2	-	-	0,306 + *j*0,434	2,61	0,306 + *j*0,434	2,61
1-5	-	-	0,162 + *j*0,413	2,75	-	-
Б-5	-	-	-	-	0,162 + *j*0,413	2,75

По данным таблиц 13 и 14 произведём расчёт сопротивлений и ёмкостных проводимостей линий по выражениям (1.6.5) и (1.6.6). Результаты представлены в таблице 15.

Таблица 15. Сопротивления и ёмкостные проводимости линий

Участок	Вариант 1		Вариант 1.1		Вариант 1.2	
	$\underline{Z}_{эк}$, Ом	b_c, См·10^{-6}	$\underline{Z}_{эк}$, Ом	b_c, См·10^{-6}	$\underline{Z}_{эк}$, Ом	b_c, См·10^{-6}
1-3	1,49 + *j*3,15	81,0	3,21 + *j*3,33	76,5	1,49 + *j*3,15	81,0
3-4	1,25 + *j*3,39	42,8	1,25 + *j*1,78	42,8	1,25 + *j*1,78	42,8
Б-3	7,75 + *j*3,85	89,2	1,05 + *j*3,54	98,3	1,73 + *j*3,68	94,5
3-2	-	-	0,99 + *j*1,41	33,9	0,99 + *j*1,41	33,9
1-5	-	-	1,81 + *j*4,63	30,8	-	-
Б-5	-	-	-	-	1,62 + *j*4,13	27,5

1.7. Определение потерь напряжения

Потери напряжения зависят от параметров участка, а также от активной и реактивной составляющей мощности нагрузки. Суммарные потери напряжения в сети определяется как алгебраическая сумма потерь напряжения на всех участках сети одного номинального напряжения от балансирующего источника до самой удаленной подстанции (станции).

Приемлемы варианты ЭС, где суммарные потери напряжения в наиболее удаленной подстанции не выходят за пределы 15%, а в послеаварийном режиме до 20% [1, с. 24].

Потери напряжения от станции 1 до подстанции 3 варианта 1 определяется по выражению [3, с. 228]:

$$\Delta U_{1-3} = \frac{P_{1-3} \cdot R_{1-3} + Q_{1-3} \cdot X_{1-3}}{U_{ном}} = \frac{50,0 \cdot 1,49 + 28,4 \cdot 3,15}{110} = 1,49 \text{ кВ}. \qquad (1.7.1)$$

Потери напряжения в процентах от номинального:

$$\Delta U_{1-3}\% = \frac{\Delta U_{1-3}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{1,49}{110} \cdot 100\% = 1,35\ \%. \qquad (1.7.2)$$

Результаты расчёта потерь напряжения для оставшихся участков всех вариантов представлен в таблице 16.

Таблица 16. Потери напряжения в линиях

Участок	Вариант 1		Вариант 1.1		Вариант 1.2	
	ΔU, кВ	ΔU, %	ΔU, кВ	ΔU, %	ΔU, кВ	ΔU, %
1-3	1,49	1,35	0,76	0,69	1,49	1,35
3-4	1,20	1,09	0,83	0,75	0,83	0,75
Б-3	1,22	1,11	2,75	2,50	2,16	1,97
3-2	-	-	0,50	0,45	0,50	0,45
1-5	-	-	1,40	1,27	-	-
Б-5	-	-	-	-	1,25	1,13

Исходя из результатов расчётов в таблице 16 видно, что потери напряжения до наиболее удалённой подстанции укладываются в допустимые 15%.

Потери напряжения при отключении цепи на двухцепном участке увеличиваются в 2 раза, из-за увеличившегося омического сопротивления. Исходя из расчётов в таблице 15, увеличение потерь напряжения на любом участке не приведёт к превышению суммарными потерями до наиболее удалённой подстанции 4 границы в 20%.

При отключении цепи одноцепного участка напряжение у потребителя отсутствует, поэтому оценить потери невозможно. Целесообразность резервирования потребителей III категории (подстанции 5) определяется технико-экономическими расчётами, которые будут произведены в дальнейшем.

1.8. Выбор силовых трансформаторов

Количество трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, принимается, как правило, два. Установка более двух трансформаторов принимается на основе

технико-экономических расчётов, либо при необходимости наличия двух средних напряжений [5, п.6.8].

Допускается установка одного автотрансформатора на подстанции при обеспечении требуемой категории надежности электроснабжения потребителей [5, п.6.9].

Электроснабжение потребителей II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала. Питание электроприёмников данной категории допускается по одной воздушной линии, либо через один трансформатор, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта в ней или замены повредившегося трансформатора из централизованного резерва за время не более 1 суток [3, с. 615].

Потребителями II категории являются подстанции 2 и 4, резервирование которых одинаково повлияет на капиталовложения во всех вариантах конфигураций сети. Их энергоснабжение в предварительной оценке капиталовложений будем осуществлять двухцепными линиями и двухтрансформаторными подстанциями.

Для однотрансформаторных подстанций номинальная мощность трансформатора должна покрывать всю подключенную на время максимума нагрузку [1, с. 28]:

$$S_{ном}^{T} \geq S_{п/ст}, \qquad (1.8.1)$$

где $S_{п/ст}$ – наибольшая нагрузка подстанции (табл. 7), МВ·А.

На двухтрансформаторных подстанциях номинальная мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учётом их допустимой по техническим условиям перегрузки, обеспечивали питание нагрузки [5, п.7.3].

Мощность устанавливаемых трансформаторов определяется из условия [1, с. 27]:

$$S_{ном}^{T} = 0,7 \cdot S_{п/ст}, \qquad (1.8.2)$$

При выборе трансформаторов, коэффициент загрузки, исходя из допустимой перегрузки при наибольшей нагрузке трансформатора на 40% на двухтрансформаторной подстанции, рекомендуется не превышать 70% и определять по выражению:

$$k_з^{н.р.} = \frac{S_{п/ст}}{n_T \cdot S_{ном}^T} \cdot 100\%. \quad (1.8.3)$$

Мощность трансформаторов, устанавливаемых на подстанции 3, МВ·А:

$$S_{ном}^{Т3} = 0,7 \cdot 45,9 = 30,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1.8.4)$$

Коэффициент загрузки, %:

$$k_з = \frac{45,9}{2 \cdot 30,5} \cdot 100\% = 71,8 \quad (1.8.5)$$

Выбран понижающий трансформатор ТРДН-32000/110 [3, табл. П2.5]. Его каталожные данные, а также расчёт мощности и каталожные данные трансформаторы других подстанций представлен в таблице 17.

Таблица 17. Параметры трансформаторов

№ п/ст	$S_{п/ст}$, МВ·А	$S_{расч}^T$, МВ·А	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВ·А	$U_{ном}$, ВН/НН, кВ	$k_{з.норм}$, %	$k_{з.п.авар}$, %
2	34,9	24,4	ТРДН-25000/110	25,0	115/11	69,7	139
3	45,9	32,1	ТРДН-32000/110	32,0	115/11	71,6	143
4	43,6	30,5	ТРДН-32000/110	32,0	115/11	68,2	136
5	38,1	38,1	ТРДН-40000/110	40,0	115/11	95,2	-

Коэффициент загрузки некоторых двухтрансформаторных подстанций превышает рекомендуемые 70%. В качестве возможного решения возможна компенсация реактивной мощности на подстанции, что снизит полную мощность, перетекающую через трансформатор.

В расчётах режимов на ЭВМ трансформатор представлен параметрами Г-образной схемы замещения, в которой магнитная связь между обмотками заменена электрической. Схема имеет продольные элементы, характеризующиеся активным $R_Т$ и

индуктивным $X_Т$ сопротивлениями, и поперечные элементы, представленные активной $G_Т$ и реактивной $B_Т$ проводимостями. Использование данной схемы замещения допустимо при напряжении до 220 включительно [3, с. 118-119].

Активное и индуктивное сопротивление трансформаторов представлено в [3, табл. П2.5]. По данным этого же источника определим параметры поперечной ветви намагничивания трансформатора ТРДН-32000/110 на подстанции 3 по выражениям [3, с. 123-124].

$$G_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{32,0}{115^2} \cdot 10^{-3} = 2,42 \cdot 10^{-6}; \quad (1.8.6)$$

$$B_T = \frac{Q_X}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{234}{115^2} \cdot 10^{-3} = 17,7 \cdot 10^{-6}, \quad (1.8.7)$$

где ΔP_X – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔQ_X – реактивные потери холостого хода трансформатора, кВт.

Результаты аналогичного расчёта для других трансформаторов представлены в таблице 18.

Таблица 18. Каталожные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	ΔP_X, кВт	$\Delta P_К$, кВт	ΔQ_X, кВт	$u_к$, %
2	ТРДН-25000/110	27,0	120	175	10,5
3	ТРДН-32000/110	32,0	145	234	10,5
4	ТРДН-32000/110	32,0	145	234	10,5
5	ТРДН-40000/110	36,0	175	260	10,5

Расчётные данные $R_Т$, $X_Т$,$G_Т$ и $B_Т$ для каждого трансформатора сгруппированы в таблице 19.

Таблица 19. Расчётные данные трансформаторов

№ п/ст	Тип трансформатора	R_T, Ом	X_T, Ом	$G_Т$, См · 10^{-6}	$B_Т$, См · 10^{-6}
2	ТРДН-25000/110	2,54	55,9	2,04	13,2
3	ТРДН-32000/110	1,87	43,4	2,42	17,7

Окончание таблицы 19

4	ТРДН-32000/110	1,87	43,4	2,42	17,7
5	ТРДН-40000/110	1,44	34,8	2,72	19,7

Эквивалентные полное сопротивление и проводимость трансформаторов на подстанции 3 в схеме замещения зависит от их количества:

$$\underline{Z}_{Э}^{T} = \frac{\left(R_T + jX_T\right)}{n_T} = \frac{\left(1{,}87 + j43{,}4\right)}{2} = 0{,}935 + j21{,}7; \quad (1.8.8)$$

$$\underline{Y}_{Э}^{T} = \left(G_T - jB_T\right) \cdot n_T = \left(2{,}42 - j17{,}7\right) \cdot 2 = 4{,}84 - j35{,}4; \quad (1.8.9)$$

Результаты аналогичного расчёта для других трансформаторов представлены в таблице 20.

Таблица 20. Параметры трансформаторов на схеме замещения

№ п/ст	Тип трансформатора	$\underline{Z}_T$, Ом	$\underline{Y}_T$, См · 10^{-6}
2	ТРДН-25000/110	1,27 + *j*27,9	4,08 – *j*26,5
3	ТРДН-32000/110	0,935 + *j*21,7	4,84 – *j*35,4
4	ТРДН-32000/110	0,935 + *j*21,7	4,84 – *j*35,4
5	ТРДН-40000/110	1,44 + *j*34,8	2,72 – *j*19,7

1.9. Выбор схем распределительных устройств

При выборе схем распределительных устройств ВН подстанций следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования надёжности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах. Число и вид коммутационных аппаратов выбирают такие образом, чтобы обеспечивалась возможность проведения поочерёдного ремонта отдельных элементов подстанций без отключения других присоединений. К схемам подстанций предъявляют требования простоты, наглядности и экономичности. Эти требования могут быть достигнуты за

счёт унификации конструктивных решений подстанций, которая наилучшим образом реализуется в случае применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств. [3, с. 578].

Выбор схем осуществляется согласно действующему стандарту ФСК по типовым схемам РУ [6].

При числе присоединений до 4-х включительно применяются упрощенные схемы – блочные, мостиковые [6, п.1.3.11].

При числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надёжности питания каждой ВЛ применяется схема с двумя рабочими системами шин [6, п. 1.8.5].

Для балансирующего узла примем схему с двумя рабочими системами шин, т.к. он является питающем для всей сети и достоверно неизвестно число присоединений.

С учётом вышесказанного выбор схем РУ для всех вариантов сводится в таблицу 21.

Таблица 21. Выбор схем РУ ВН

Вариант	№ ПС	Тип ПС	Кол. присоединений	Схема РУ
1.1	БУ	Узловая	2	Две рабочие системы шин
	1	Узловая	5	Две рабочие системы шин
	2	Тупиковая	4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
	3	Узловая	10	Две рабочие системы шин
	4	Тупиковая	4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
	5	Тупиковая	2	Блок линия-трансформатор с выключателем
1.2	БУ	Узловая	3	Две рабочие системы шин
	1	Узловая	4	Две рабочие системы шин
	2	Тупиковая	4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
	3	Узловая	10	Две рабочие системы шин

Окончание таблицы 21

	4	Тупиковая	4	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
	5	Тупиковая	2	Блок линия-трансформатор с выключателем

На основании выбранных схем РУ представлены схемы электрических соединений сравниваемых вариантов (Рисунок 11 и Рисунок 12).

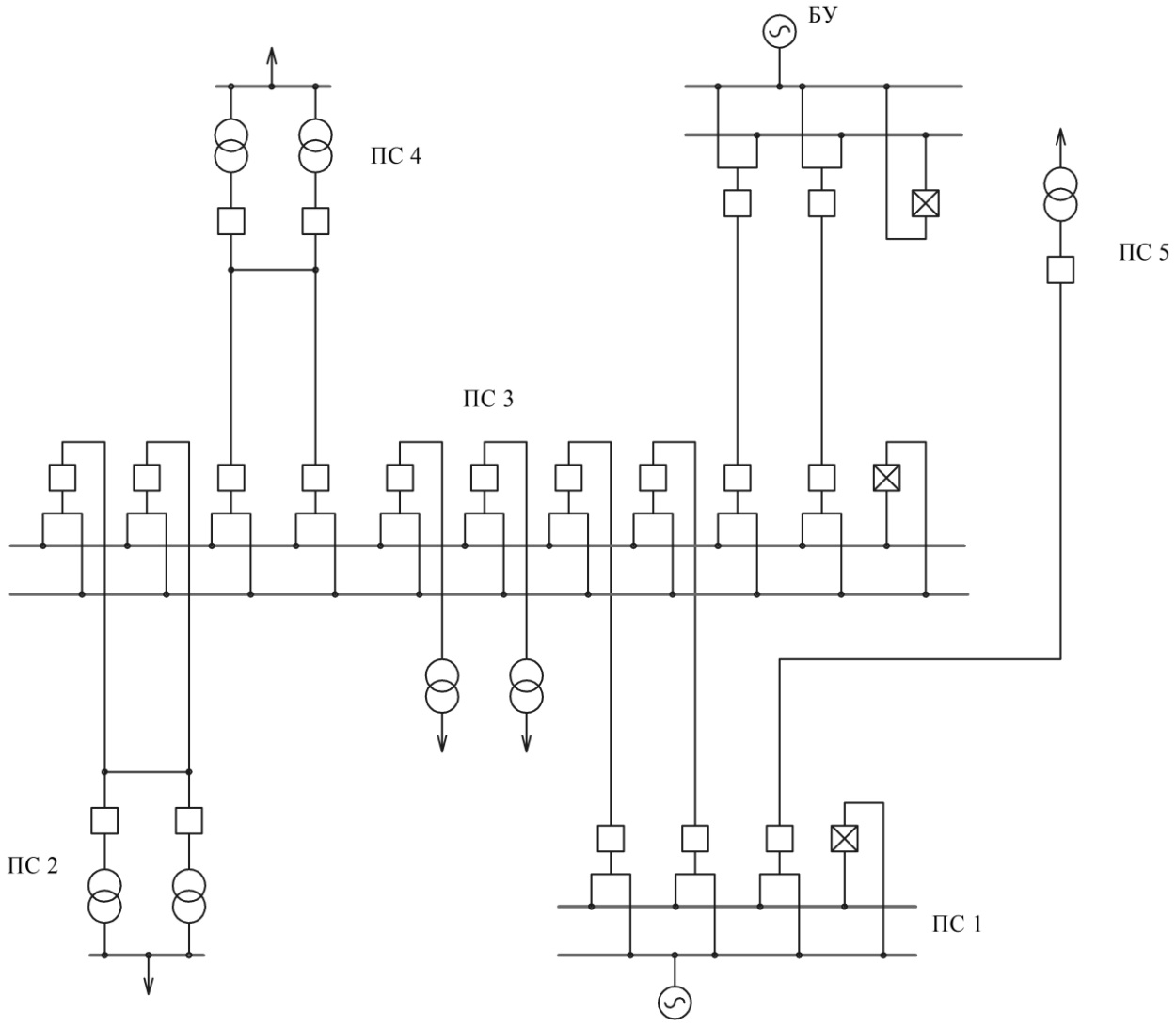


Рисунок 11. Упрощённая схема электрических соединений варианта 1.1

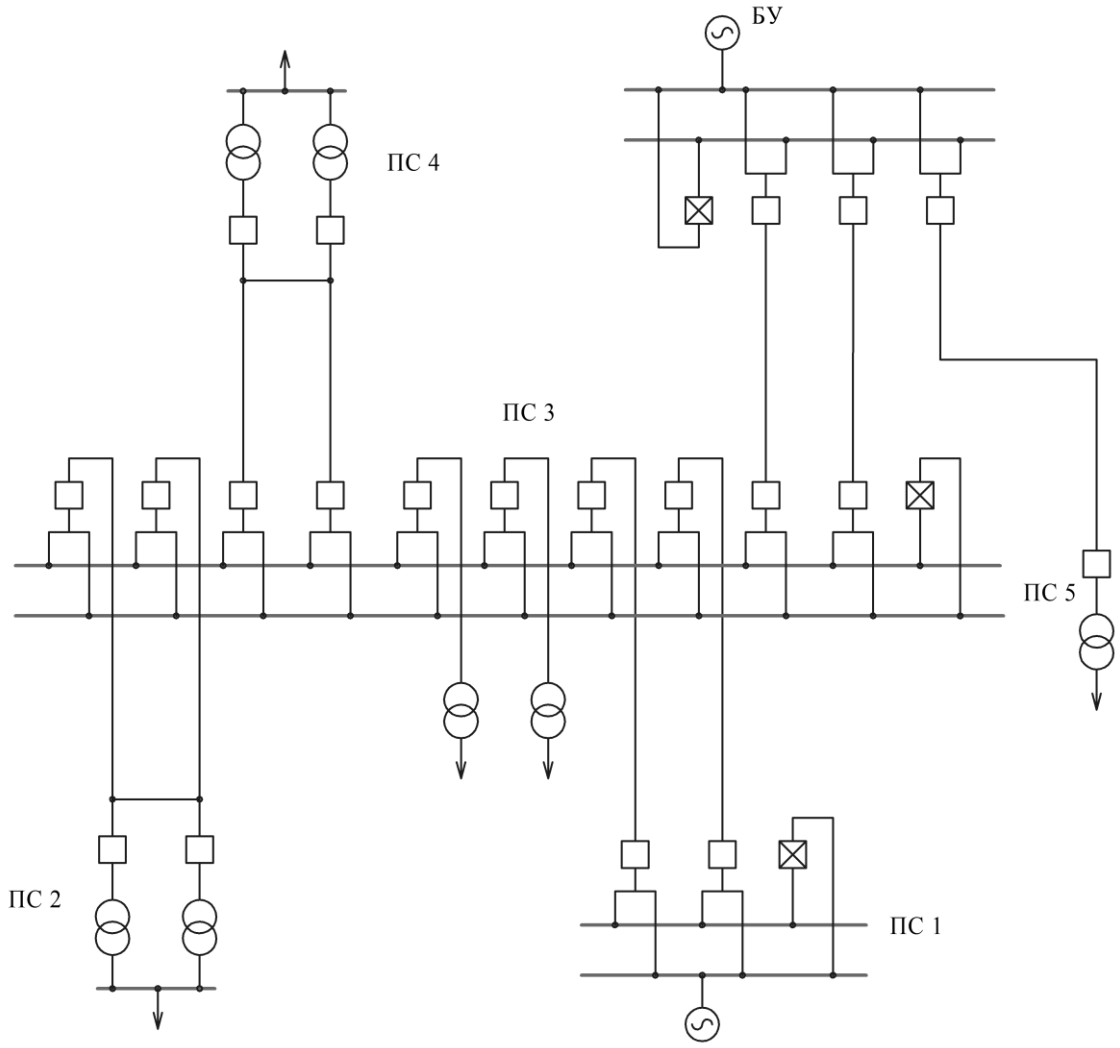


Рисунок 12. Упрощённая схема электрических соединений варианта 1.2

1.10. Расчёт потерь электроэнергии

Для экономического сравнения вариантов ЭС необходима оценка суммарных годовых потерь электроэнергии в линиях, трансформаторах и других элементах, входящих в состав сети. Потери электроэнергии влияют на ежегодные эксплуатационных расходы.

В сети преобладают нагрузочные потери, зависящие от тока нагрузки и возникающие при передаче электроэнергии в элементах электрической сети. Кроме нагрузочных потерь существуют расходы на собственные нужды подстанции, потери из-за погрешностей при выполнении измерений и другие, малые в сравнении с нагрузочными.

При отсутствии графиков нагрузки воспользуемся методов времени наибольших потерь, который позволяет определить нагрузочные потери по потокораспределению при максимальных нагрузках и времени максимальных потерь [3, с. 446].

Метод основан на том, что определяют так называемое время наибольших потерь τ, в течение которого при пропускании по сети наибольшей неизменной нагрузки получаются те же потери электроэнергии, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком нагрузки.

Выражение потерь электроэнергии за год, в продольных ветвях схемы замещения элементов сети имеет вид [1, с. 28]:

$$\Delta Э = \Delta P_M \cdot \tau = 3I_M^2 \cdot R \cdot \tau = \frac{S_M^2}{U_H^2} \cdot R \cdot \tau, \qquad (1.10.1)$$

где $\Delta P_М$ – потери активной мощности, МВт, соответствующие максимальной нагрузке $S_М$.

Связь между временем наибольших потерь τ и временем использования наибольшей нагрузки $T_М$ устанавливает выражение:

$$\tau = \left(0{,}124 + T_M \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760. \qquad (1.10.2)$$

Оценим нагрузочные годовые потери электроэнергии в линии 1-3 по потокораспределению варианта 1.1 (табл. 8):

$$\tau = \left(0{,}124 + 4400 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 2786 \text{ ч.} \qquad (1.10.3)$$

$$\Delta Э = \frac{18{,}0^2 + 7{,}66^2}{110^2} \cdot 3{,}21 \cdot 2786 = 282 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \qquad (1.10.4)$$

Суммарные годовые потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах определяются по выражению [1, с. 30]:

$$\Delta Э_T = n_T \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{n/cm}^2}{S_{ном}^2}\right) \cdot \tau, \qquad (1.10.5)$$

где $\Delta P_Х$ и $\Delta P_К$ – потери мощности холостого хода и короткого замыкания трансформатора (табл. 18), МВт;

$n_Т$ – количество устанавливаемых трансформаторов на подстанции, шт;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (табл. 17), МВт;

$S_{п/ст}$ – мощность потребителей, питаемых через трансформатор (табл. 17), МВт.

Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции 3:

$$\Delta Э_{ТЗ} = 2 \cdot 0,032 \cdot 8760 + \frac{0,234}{2} \cdot \left(\frac{45,9^2}{32,0^2} \right) \cdot 2786 = 1336 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \qquad (1.10.6)$$

Результаты аналогичных расчётов потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах представлены в МВт·ч в таблицах 22 и 23.

Таблица 22. Потери электроэнергии в линиях

Участок	1 год		2 год	
	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 1.1	Вариант 1.2
1-3	2442	1129	283	1129
3-4	522	522	550	550
Б-3	220	363	2657	1778
3-2	-	-	279	279
1-5	-	-	606	-
Б-5	-	-	-	541
Суммарно	3184	2014	4375	4277

Различия в потерях электроэнергии в 1 год эксплуатации связаны с различными марками проводов, принимаемых для вариантов конфигураций сети.

Таблица 23. Потери электроэнергии в трансформаторах

№ п/ст	Тип трансформатора	1 год	2 год
1	-	1336	1336
2	ТРДН-25000/110	-	799
3	ТРДН-32000/110	976	976
4	ТРДН-32000/110	936	936
5	ТРДН-40000/110	-	758
Суммарно		3248	4805

Суммарные потери электроэнергии за два года для каждого варианта сети определяются суммой потерь в линиях и трансформаторах за два года эксплуатации:

$$\Delta Э_{вар.1.1} = 3184 + 3248 + 4375 + 4805 = 15612 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (1.10.7)$$

$$\Delta Э_{вар.1.2} = 2014 + 3248 + 4277 + 4805 = 14344 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (1.10.8)$$

2. Расчёт экономических показателей

Определение экономической эффективности принимаемых технических решений осуществляется посредством технико-экономических расчётов, целью которых является определение экономической эффективности разрабатываемых вариантов сооружения и развития электроэнергетической системы. Наилучшее решение определяется сравнением экономических показателей различных конфигураций сети. В качестве таких показателей используются капитальные затраты, эксплуатационные расходы (издержки), чисто дисконтированный доход, приведённые затраты и срок окупаемости. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 110 кВ в ценах 2000 года представлены в [7].

2.1. Определение ущерба от недоотпуска электроэнергии

В схеме электроснабжения присутствует потребитель II-III категории, необходимость резервирования которого определяется сравнением затрат на это и возможным ущербом народному хозяйству.

Годовой оборот потребителей II-III категории, питаемых подстанцией 5 составляет 2 млрд рублей, тогда ущерб от недоотпуска электроэнергии за 1 час составляет:

$$У_0 = \frac{О_Г}{P_4 \cdot T_{\max}} = \frac{2{,}0 \cdot 10^6}{32{,}0 \cdot 4400} = 14{,}2 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт} \cdot \text{час}}, \quad (2.1.1)$$

где $О_Г$ – годовой оборот потребителей, тыс. руб.

При оценке степени надёжности выбираются среднестатистические параметры потока отказов $\omega_в$, средняя частота плановых простоев элементов электрических сетей $\omega_п$, среднее время восстановления при аварийном (вынужденном) или плановом ремонте элементов сети $T_в$ и $T_п$ соответственно, в зависимости от вида оборудования и класса номинального напряжения [3, с. 619]. Для оборудования данной сети они приведены в таблице 24 [3, табл. 12.4-12.5], где для двухцепной линии в числителе дроби – для отключения одной цепи, в знаменателе – для отключения двух цепей.

Таблица 24. Параметры вынужденного и планового отключений элементов электроснабжения 110 кВ

Тип устройства	$\omega_в$, отказ/год	$T_в$, год/отказ·10^{-3}	$\omega_п$, простой/год	$T_п$, год/простой·10^{-3}
Трансформатор	0,015	8,0	0,5	3,2
Для одноцепной линии на 100 км	3,9	1,5	2,9	1,7
Для двухцепной линии на 100 км	3,9/0,9	1,0/1,5	3,8/0,4	1,3/1,5
Выключатель	0,03	3,0	0,2	6,0

Вероятность вынужденного и планового простоя трансформаторов и выключателей определяются по выражениям [3, с. 618]:

$$p_В = \omega_В \cdot T_В; \quad (2.1.2)$$

$$p_П = \omega_П \cdot T_П. \quad (2.1.3)$$

Вероятность вынужденного простоя для участка линии:

$$p_В = \frac{\omega_В}{100} \cdot l \cdot T_В; \quad (2.1.4)$$

$$p_П = \frac{\omega_П}{100} \cdot l \cdot T_П, \quad (2.1.5)$$

где l – длина участка линии (табл. 13), км.

Тогда вероятность простоя подстанции с одним трансформатором составляет:

$$p_{\text{Тр}} = \omega_{\text{В}}^{\text{Тр}} \cdot T_{\text{В}}^{\text{Тр}} + \omega_{\text{П}}^{\text{Тр}} \cdot T_{\text{П}}^{\text{Тр}} = \\ = 0,015 \cdot 8,0 \cdot 10^{-3} + 0,5 \cdot 3,2 \cdot 10^{-3} = 1,72 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (2.1.6)$$

Вероятность простоя выключателя:

$$p_{\text{Выкл}} = 0,03 \cdot 3,0 \cdot 10^{-3} + 0,2 \cdot 6,0 \cdot 10^{-3} = 1,29 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (2.1.7)$$

Вероятность простоя одноцепного участка линии Б-5:

$$p_{\text{Б-5}} = \frac{\omega_{\text{В}}}{100} \cdot l \cdot T_{\text{В}} + \frac{\omega_{\text{П}}}{100} \cdot l \cdot T_{\text{П}} = \\ = \frac{3,9}{100} \cdot 10,0 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} + \frac{2,9}{100} \cdot 10,0 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 1,08 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (2.1.8)$$

Тогда суммарная вероятность простоя оборудования системы электроснабжения:

$$p_{\Sigma} = p_{\text{Тр}} + p_{\text{Выкл}} + p_{\text{Б-5}} = (1,72 + 1,29 + 1,08) \cdot 10^{-3} = 4,09 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (2.1.9)$$

Недоотпущенная электроэнергия:

$$Э_{\text{нд}} = p_{\Sigma} \cdot P_4 \cdot T_{\text{макс}} = 4,09 \cdot 10^{-3} \cdot 32,0 \cdot 4400 = 576 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.1.10)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$У = У_0 \cdot Э_{\text{нд}} = 14,2 \cdot 576 = 8179 \text{ тыс.руб.} \quad (2.1.11)$$

Годовой ущерб составляет 8,2 млн руб., что составляет 0,54 % от годового дохода, поэтому принимаем решение не резервировать подстанцию, питающую потребителей II-III категории.

2.2. Расчёт капитальных затрат

Капитальные затраты (вложения) – это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для строительства новых объектов. Применительно к системам передачи и распределения электроэнергии капитальные затраты (стоимость сооружения) можно представить в виде следующих составляющих [3, с. 601]:

$$K = K_{\Sigma ПС} + K_{\Sigma Л} + K_{РУ.НН}, \quad (2.2.1)$$

где $K_{\Sigma ПС}$, $K_{\Sigma Л}$ и $K_{РУ.НН}$ – суммарные капиталовложения в оборудование подстанций, в линии электропередачи и в распределительное устройство НН.

2.2.1. Определение капитальных вложений в подстанции

Капиталовложения в подстанцию зависят от стоимости и количества ячеек трансформаторов и выключателей, а также от постоянной части затрат, связанной с сооружением различных по исполнению схем распределительных устройств [1, с. 37]:

$$K_{ПС} = K_T \cdot n_T + K_B \cdot n_B + K_{Пост}, \quad (2.2.2)$$

где K_T и n_T – стоимость одной ячейки трансформатора [7, табл. 14], определяемая мощностью трансформатора (табл. 17), и их количество на подстанции, тыс. руб. и шт;

K_B и n_B – стоимость одной ячейки элегазового выключателя [7, табл. 13] и их количество, которое вводится в конкретный год строительства, тыс. руб. и шт;

$K_{Пост}$ – постоянная часть затрат на подстанции [8, табл. 7.29], связанная со схемой распределительного устройства (табл. 21), тыс. руб.

Для подстанции 1 в первый год строительства по варианту сети 1.1: вводятся *n* трансформаторов, суммарной мощностью 40 МВ·А, схема распределительного устройства – две рабочих системы шин (табл. 21), в первый год устанавливаются 5 выключателей без присоединения подстанции 5 (Рисунок 11). Тогда капитальные вложения в подстанцию 1 в первый год в ценах 2000 года составят:

$$K'_{ПС1} = 10700 \cdot 2 + 7703 \cdot 5 + 21000 = 80915 \text{ тыс. руб.}, \quad (2.2.3)$$

Для пересчёта капиталовложений в ценах 2019 года воспользуемся инфляционным калькулятором [9], согласно которому инфляция с января 2000 года по апрель 2019 увеличила цены на 546 % или в 6,46 о.е.. Тогда капиталовложения с учётом инфляции приведённые к млн руб.:

$$K_{ПС1} = K'_{ПС1} \cdot Инф = 80915 \cdot 6,46 = 523 \text{ млн руб.}, \quad (2.2.4)$$

Во второй год все трансформаторы на подстанции 1уже введены в работу, а появляется лишь одно новое присоединение к подстанции 5. Постоянную часть затрат на ввод нового выключателя на данном этапе расчёта учитывать не будем, в связи

с незначительностью вносимой погрешности, тогда капитальные вложения на втором году строительства определяются:

$$K''_{\text{ПС1}} = 7703 \cdot 1 = 7703 \text{ тыс. руб.}, \quad (2.2.5)$$

С учётом инфляции:

$$K_{ПС1} = K''_{ПС1} \cdot Инф = 7703 \cdot 6,46 = 49,7 \text{ млн руб.}, \quad (2.2.6)$$

Результаты аналогичных расчётов для подстанций всех вариантов представлены в таблице 25, где капитальные затраты раздельно определены для первого года строительства (верхняя строка) и для второго (нижняя строка).

Для подстанций со схемой распределительного устройства два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (подстанции 2 и 4) в связи с отсутствием данных постоянная часть затрат была определена как для схемы мостика.

Таблица 25. Капиталовложения в подстанции варианта 1.1

Параметр	Год	1	2	3	4	5	БУ
$n_{\text{Т}} \times S_{\text{ном}}$, шт × МВ·А	1	-	-	2 × 32	2 × 32	-	-
	2	-	2 × 25	-	-	1 × 40	-
$K_{\text{Т}}$, тыс. руб.	1	-	-	2 × 32	2 × 32	-	-
	2	-	6900	-	-	10700	-
Капитальные затраты на трансформаторы, тыс. руб.	1	-	-	18200	18200	-	-
	2	-	13800	-	-	10700	-
$n_{\text{В}}$, шт	1	5	0	9	2	0	3
	2	1	2	2	0	1	0
$K_{\text{В}}$, тыс. руб.	1 и 2	7703					
Капитальные затраты на выключатели, тыс. руб.	1	38515	-	69327	15406	-	23109
	2	7703	15406	15406	-	7703	-
$K_{\text{Пост}}$, тыс. руб.	1	21000	-	21000	11000	-	21000
	2	-	11000	-	-	5500	-

Окончание таблицы 25

$K_{ПС}^{'}$, тыс. руб.	1	80915	-	108527	44606	-	44109
	2	7703	40206	15406	-	23903	-
$K_{ПС}$, млн руб.	1	523	-	701	288	-	285
	2	49,7	260	99,5	-	154	-
$K_{ПС}^{\Sigma}$, млн руб.	1	1797					
	2	563					

Исходя из результатов расчётов в таблице 25, капитальные вложения по варианту сети 1.1 в первый год строительства составят 1797 млн руб., а во второй год строительства 563 млн руб. А суммарные капитальные вложения за два года в подстанции составят 2360 млн руб.

Капитальные вложения в вариант схемы 1.2 определены в таблице 26.

Таблица 26. Капиталовложения в подстанции варианта 1.2

Параметр	Год	1	2	3	4	5	БУ
$n_Т \times S_{ном}$, шт × МВ·А	1	-	-	2 × 32	2 × 32	-	-
	2	-	2 × 25	-	-	1 × 40	-
$K_Т$, тыс. руб.	1	-	-	2 × 32	2 × 32	-	-
	2	-	6900	-	-	10700	-
Капитальные затраты на трансформаторы, тыс. руб.	1	-	-	18200	18200	-	-
	2	-	13800	-	-	10700	-
$n_В$, шт	1	3	0	9	2	0	3
	2	0	2	2	0	1	1
$K_В$, тыс. руб.	1 и 2	7703					
Капитальные затраты на выключатели, тыс. руб	1	23109	-	69327	15406	-	23109
	2	0	15406	15406	-	7703	7703
$K_{Пост}$, тыс. руб.	1	21000	-	21000	11000	-	21000
	2	-	11000	-	-	5500	-

Окончание таблицы 26

$K'_{ПС}$, тыс. руб.	1	55509	-	108527	44606	-	44109
	2	-	40206	15406	-	23903	7703
$K_{ПС}$, млн руб.	1	359	-	701	288	-	285
	2	-	260	99,5	-	154	49,7
$K^{\Sigma}_{ПС}$, млн руб.	1	1633					
	2	563					

Исходя из результатов расчётов в таблице 26, капитальные вложения по варианту сети 1.1 в первый год строительства составят 1633 млн руб., а во второй год строительства 563 млн руб. Суммарные капитальные вложения за два года в подстанции составят 2196 млн руб.

2.2.2. Определение капитальных вложений на сооружение воздушных линий

Капиталовложения в линии электропередач зависят от номинального напряжения, конструкции фазы и площади сечения проводов, числа цепей, типа и материала опор, длины сооружаемого участка [3, с. 601]. Укрупнённые стоимостные показатели [7, табл.1] учитывают почти все названные факторы, поэтому, в данном случае, капитальные вложения в участок линии электропередачи зависят только от длины участка линии и определяются по выражению:

$$K_{Л} = K_{Л}^{баз} \cdot l, \qquad (2.2.7)$$

где $K_{Л}^{баз}$ - базисный показатель стоимости 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах, тыс. руб./км;

l – длина линии электропередачи (табл. 13), км.

Тогда для участка 1-3, выполненного двухцепной линией с маркой провода АС70/11 (табл. 11), варианта 1.1 в первый год эксплуатации базисный показатель стоимости одного километра составит 1282,4 тыс. руб./км, а капитальные затраты на сооружение всего участка составят:

$$K'_{Л1-3} = 1282,4 \cdot 15,0 = 19236 \text{ тыс. руб;} \quad (2.2.8)$$

С учётом инфляции:

$$K_{Л1-3} = K'_{Л1-3} \cdot Инф = 19236 \cdot 6,46 = 124 \text{ млн руб.} \quad (2.2.9)$$

Результаты расчёта капиталовложений в остальные участки варианта 1.1 представлены в таблице 27.

Таблица 27. Капиталовложения в линии электропередачи варианта 1.1

Параметр	Год	1-3	3-4	Б-3	3-2	1-5
$n_{цепей} \times l$, шт × км	-	2 × 15,0	2 × 8,2	2 × 17,5	2 × 6,5	1 × 11,2
Марка провода	-	АС 70/11	АС 95/16	АС 240/32	АС 95/16	АС 185/29
$K_Л^{баз}$, тыс. руб./км	-	1282,4	1282,4	1372,8	1282,4	905,7
$K'_Л$, тыс. руб.	1	19236	10516	24024	-	-
	2	-	-	-	8336	10144
$K_Л$, млн руб.	1	124	67,9	155	-	-
	2	-	-	-	53,8	65,5
$K_Л^{\Sigma}$, млн руб.	1	347				
	2	119				

Исходя из расчётов, представленных в таблице 27, капитальные вложения в линии электропередачи варианта сети 1.1 в первый год строительства составят 347 млн руб., а во второй год – 119 млн руб. Суммарные капитальные вложения в участки линии за два года составят 466 млн руб.

Капитальные вложения в линии электропередачи варианта 1.2 представлены в таблице 28.

Таблица 28. Капиталовложения в линии электропередачи варианта 1.2

Параметр	Год	1-3	3-4	Б-3	3-2	Б-5
$n_{цепей} \times l$, шт × км	-	2 × 15,0	2 × 8,2	2 × 17,5	2 × 6,5	1 × 11,2
Марка провода	-	АС 150/24	АС 95/16	АС 150/24	АС 95/16	АС 185/29
$K_Л^{баз}$, тыс. руб./км	-	1282,4	1282,4	1282,4	1282,4	905,7

Окончание таблицы 28

$K'_{Л}$, тыс. руб.	1	19236	10515	22442	-	-
	2	-	-	-	8336	9057
$K_{Л}$, млн. руб.	1	124	67,9	145	-	-
	2	-	-	-	53,8	58,5
$K^{\Sigma}_{Л}$, млн. руб.	1	337				
	2	112				

Исходя из расчётов, представленных в таблице 27, капитальные вложения в линии электропередачи варианта сети 1.2 в первый год строительства составят 337 млн руб., а во второй год – 112 млн руб. Суммарные капитальные вложения в участки линии за два года составят 449 млн руб.

2.2.3. Определение капитальных вложений в распределительное устройство низшего напряжения

Распределительное устройство со стороны НН 10 кВ является частью подстанции и представляет собой группу шкафов со встроенными аппаратами для коммутации, управления, измерения и защиты.

Удельная максимальная мощность $P_{яч}$ одного присоединения 10 кВ равна 2,0-3,0 МВт [3, табл. 1.1].

Тогда необходимое количество ячеек распределительного устройства НН на подстанции 2 определяется по выражению:

$$n_{яч} = \frac{P_{пс2}}{P_{яч}} = \frac{30,0}{2,0} = 15 \text{ шт.} \qquad (2.2.10)$$

где $P_{пс2}$ – активная нагрузка подстанции 2 (табл. 1), МВт.

Учитывая необходимость быстрого восстановления электроснабжения при поломке ячейки примем запас по количеству ячеек $\Delta n_{яч}$ равный 30% от их числа и одну дополнительную ячейку для секционного выключателя, получим число ячеек на подстанции 2:

$$n_{яч}^{\Sigma} = n_{яч} + \Delta n_{яч} + 1 = 15 + 0,3 \cdot 15 + 1 = 20 \text{ шт.} \qquad (2.2.11)$$

Укрупнённая стоимость одной ячейки в ценах 2000 года составляет 120 тыс. руб. Тогда величина капитальных вложений в РУ НН подстанции 2 определяется по выражению:

$$K_{РУ.НН2} = n_{яч2} \cdot K_{яч}^{0} \cdot Инф = 20 \cdot 120 \cdot 6,46 = 15,5 \text{ млн руб.} \qquad (2.2.12)$$

Аналогичный расчёт числа ячеек для остальных подстанций представлен в таблице 29.

Таблица 29. Количество ячеек РУ НН

Подстанция	$P_{пс}$, МВт	$n_{яч}$, шт	$\Delta n_{яч}$, шт	$n_{яч}^{\Sigma}$, шт	$K_{РУ.НН}$, млн.руб
2	30,0	15	4	20	15,5
3	40,0	20	6	27	20,9
4	34,0	17	5	23	17,8
5	32,0	16	5	22	17,0

В первый год сооружаются подстанции 3 и 4, следовательно, капитальные вложения в РУ НН в 1 год составят:

$$K_{РУ.НН}^{1год} = K_{РУ.НН3} + K_{РУ.НН4} = 20,9 + 17,8 = 38,7 \text{ млн руб.} \qquad (2.2.13)$$

Во второй год:

$$K_{РУ.НН}^{2год} = K_{РУ.НН2} + K_{РУ.НН5} = 15,5 + 17,0 = 32,5 \text{ млн руб.} \qquad (2.2.14)$$

Суммарное число ячеек равно 92 шт., а капиталовложения за 2 года составляют 71,2 млн руб.

2.2.4. Определение суммарных капитальных вложений

Сгруппируем результаты расчёта капиталовложений в подстанции, линии электропередачи и устройство РУ НН за два года в таблицу 30, где K^{Σ} - суммарные капиталовложения в сеть (в подстанции, в линии электропередачи и РУ НН).

Таблица 30. Результаты расчёта капиталовложения

Параметр	Год	Вариант 1.1	Вариант 1.2
$K^{\Sigma}_{\text{ПС}}$, млн руб.	1	1797	1633
	2	563	563
	За 2 года	2360	2196
$K^{\Sigma}_{Л}$, млн руб.	1	347	337
	2	119	112
	За 2 года	466	449
$K^{\Sigma}_{РУ.НН}$, млн руб.	1	38,7	38,7
	2	32,5	32,5
	За 2 года	71,2	71,2
K^{Σ}, млн руб.	1	2183	2009
	2	714	708
	За 2 года	2897	2717

2.3. Расчёт эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты (издержки) – годовые расходы, необходимые для эксплуатации сооружений и устройств системы передачи и распределения электроэнергии. Они включают: отчисления на амортизацию объектов электрической сети; расходы на эксплуатацию (текущий ремонт и обслуживание); стоимость потерянной электроэнергии в элементах сети [3, с. 605].

Сущность амортизационных отчислений основывается на том, что каждый объект электрической сети рассчитан на определённый срок службы. Во время эксплуатации с течением времени объект приходит в негодность. Если ставится задач сооружения нового объекта взамен старого после окончания его срока службы, то за этот период должны быть накоплены соответствующие средства. Это накопление и делается за счёт амортизационных отчислений. А величина накоплений определяется нормой амортизации $p_{\text{а}}$, которая обратно пропорциональна сроку службы. Для каждого элемента сети её можно определить по [3, табл. 12.3].

Зная норму отчислений на амортизацию, ежегодные расходы на амортизацию определяю по выражению:

$$И_a = p_a \cdot K, \quad (2.3.1)$$

где K – капитальные вложения в элементы сети (линии или подстанции), определённые ранее (табл. 30), млн руб.

Расходы на эксплуатацию электрической сети включают в себя ежегодные затраты на текущий ремонт и техническое обслуживание. Текущий ремонт необходимо выполнять для поддержания соответствующего технического состояния электрической сети. Расходы на обслуживание включают заработную плату оперативному, техническому и управленческому персоналу. В проектных расчётах расходы на эксплуатацию можно принять в долях от капитальных затрат [3, с. 606]:

$$И_э = p_э \cdot K, \quad (2.3.2)$$

где $p_э$ – норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание, о.е.

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети может быть определена по выражению [3, с. 606]:

$$И_{\Delta Э} = \Delta Э \cdot 10^{-3} \cdot \beta, \quad (2.3.3)$$

где $\Delta Э$ – годовые потери электроэнергии в элементах сети (табл. 22-23), МВт·ч;

β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии равная 1,2 руб./кВт·ч в энергосистеме Сибири [3, с.609].

Произведём расчёт эксплуатационных затрат для варианта 1.1:

Норма отчислений на амортизацию для подстанций составляет 0,064 о.е., а для линий электропередачи 0,024 о.е. Норма отчислений на текущий ремонт обслуживание оборудования подстанций составляет 0,030 о.е., а для линий электропередачи 0,004 о.е. Капитальные вложения определены в таблице 30. Потери электроэнергии в элементах сети определены в таблице 22 и 23.

Издержки на эксплуатацию всех элементов электропередачи варианта 1.1 в первый год обслуживания можно определить по выражению:

$$И'_{вар1.1} = K^{\Sigma}_{ПС} \cdot \left(p^{ПС}_a + p^{ПС}_э\right) + K^{\Sigma}_{Л} \cdot \left(p^{Л}_a + p^{Л}_э\right) + \left(\Delta Э^{1год}_{Л} + \Delta Э^{1год}_{ПС}\right) \cdot 10^{-3} \cdot \beta. \quad (2.3.4)$$

$$\begin{aligned} И'_{вар1.1} &= 1797 \cdot (0,064 + 0,030) + 347 \cdot (0,024 + 0,004) + \\ &+ (3184 + 3248) \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 = 186 \text{ млн руб.} \end{aligned} \quad (2.3.5)$$

На второй год необходимо учитывать вновь вводимых потребителей 2 и 5, из-за чего капитальные вложения в сеть увеличиваются, что ведёт к увеличенным издержкам:

$$И''_{вар1.1} = (1797 + 563) \cdot (0,064 + 0,030) + (347 + 119) \cdot (0,024 + 0,004) + \\ + (4375 + 4805) \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 = 246 \text{ млн руб.} \quad (2.3.6)$$

За два года эксплуатации издержки на обслуживание сети варианта 1.1 составят:

$$И_{вар1.1} = И'_{вар1.1} + И''_{вар1.1} = 186 + 242 = 428 \text{ млн руб.} \quad (2.3.7)$$

Результаты аналогичного расчёта для варианта 1.2 представлены в таблице 31.

Таблица 31. Эксплуатационные затраты

Параметр	Вариант 1.1		Вариант 1.2	
	1 год	2 год	1 год	2 год
$K^{\Sigma}_{ПС}$, млн руб.	1797	563	1633	563
$K^{\Sigma}_{Л}$, млн руб.	347	119	337	112
$\Delta Э_{Л} + \Delta Э_{ПС}$, МВт · ч	3184 + 3248	4375 + 4805	2014 + 3248	4277 + 4805
$И_{\Sigma}$, млн руб.	186	246	169	230

Исходя из расчётов в таблице 31, эксплуатационные затраты за два года для варианта сети 1.1 составят 432 млн руб., а для варианта 1.2 – 399 млн руб.

2.4. Расчёт чисто дисконтированного дохода

Чисто дисконтированный доход (ЧДД) – показатель эффективности инвестиционного проекта, показывающий превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учётом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. При этом дисконтированием называют приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капитало-

вложений и пр.) к их ценности на определённый момент времени, который называется моментов приведения. Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта E, выражаемая в долях единицы или в процентах в год. Определяется процентной ставкой за хранение средств в банке и равна 0,08 о.е. или 8 % [3, с. 610].

ЧДД определяется по выражению:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T} \frac{Д_t - И_t - К_t - У_t}{(1+E)^t}, \quad (2.4.1)$$

где $Д_t$ – суммарный доход в год t, включающий плату за электроэнергию, получаемую потребителями;

$И_t$ – годовые эксплуатационные издержки в год t (табл.31);

$К_t$ – капитальные затраты в год t (табл. 30);

$У_t$ – ущерб от недоотпуска электроэнергии (2.1.11), млн руб;

T – расчётный срок эксплуатации, принимаемый для упрощения предварительного расчёта равным 5 годам.

Доход зависит от тарифа β, принимаемого в данном проектировании равным 2,5 руб./кВт·ч, и от проданной электроэнергии $Э$, определяемой произведением времени использования максимума нагрузки (табл. 1) и мощностью потребителя (табл. 1), приведённой к кВт. Тогда доход от продажи электроэнергии потребителям, вводим в работу в первый год (подстанции 3 и 4) определяется по выражению:

$$Д_1 = (P_3 + P_4) \cdot 10^3 \cdot T_{макс} \cdot \beta = \\ = (40,0 + 34,0) \cdot 10^3 \cdot 4400 \cdot 2,5 = 814 \text{ млн руб.} \quad (2.4.2)$$

Доход во второй и каждый последующий год определяется проданной электроэнергией всем потребителям:

$$Д_2 = (P_2 + P_3 + P_4 + P_5) \cdot 10^3 \cdot T_{макс} \cdot \beta = \\ = (30,0 + 40,0 + 34,0 + 32,0) \cdot 10^3 \cdot 4400 \cdot 2,5 = 1496 \text{ млн руб.} \quad (2.4.3)$$

Издержки в первый год – 186 млн руб., во второй и каждый последующий годы равны 246 млн руб. (табл.31). Капиталовложения производятся только в первый

(2183 млн руб.) и второй (714 млн руб.) годы строительства. Доход во второй и каждый последующий годы равен 1496 млн руб. Тогда ЧДД при пятилетнем сроке эксплуатации для варианта сети 1.1 определяется по выражению:

$$ЧДД_{вар1.1} = \frac{814-186-2183-8,2}{(1+0,08)^1} + \frac{1496-246-714-8,2}{(1+0,08)^2} + \\ + \frac{1496-246-8,2}{(1+0,08)^3} + \frac{1496-246-8,2}{(1+0,08)^4} + \frac{1496-246-8,2}{(1+0,08)^5} = 1749 \text{ млн руб.} \quad (2.4.4)$$

Для варианта 1.2 издержки в первый год равны 169 млн руб., во второй и каждый последующий – 230 млн руб.; капиталовложения в первый год – 2009 млн руб., во второй – 708 млн руб. Доход в первый год равен 814 млн руб., во второй и каждый последующий – 1496 млн руб. Тогда ЧДД при пятилетнем сроке эксплуатации для варианта сети 1.1 определяется по выражению:

$$ЧДД_{вар1.2} = \frac{814-169-2009-8,2}{(1+0,08)^1} + \frac{1496-230-708-8,2}{(1+0,08)^2} + \\ + \frac{1496-230-8,2}{(1+0,08)^3} + \frac{1496-230-8,2}{(1+0,08)^4} + \frac{1496-230-8,2}{(1+0,08)^5} = 1980 \text{ млн руб.} \quad (2.4.5)$$

Сооружение объекта эффективно только при ЧДД > 0, при чём эффективнее вариант с бóльшим значением ЧДД [3, с.612]. В данном случае это вариант 1.2.

2.5. Расчёт приведённых затрат

Критерий ЧДД позволяет осуществлять сравнение вариантов с различным производственным эффектом, однако, в данном случае, производственный эффект обоих вариантов одинаковый, поэтому от критерия максимума ЧДД можно перейти к затратному к критерию приведённых затрат, показывающему сумму затрат, приведённых к первому году, по выражению:

$$З = \sum_{t=1}^{T} \frac{И_t + К_t + У_t}{(1+E)^t}, \quad (2.5.1)$$

где все величины аналогичны таковым в выражении ЧДД (2.4.1).

Тогда для пятилетнего срока эксплуатации критерий затрат для варианта сети 1.1 определяется по выражению:

$$З_{вар1.1} = \frac{186+2183+8,2}{(1+0,08)^1} + \frac{246+714+8,2}{(1+0,08)^2} + \frac{246+8,2}{(1+0,08)^3} + \\ + \frac{246+8,2}{(1+0,08)^4} + \frac{246+8,2}{(1+0,08)^5} = 3592 \text{ млн руб.} \quad (2.5.2)$$

Для варианта 1.2:

$$З_{вар1.2} = \frac{169+2009+8,2}{(1+0,08)^1} + \frac{230+708+8,2}{(1+0,08)^2} + \frac{230+8,2}{(1+0,08)^3} + \\ + \frac{230+8,2}{(1+0,08)^4} + \frac{230+8,2}{(1+0,08)^5} = 3362 \text{ млн руб.} \quad (2.5.3)$$

Экономически эффективным считается вариант с меньшим значением приведённых затрат. В данном случае – это вариант 1.2.

2.6. Расчёт срока окупаемости

Срок окупаемости капитальных затрат – это время, необходимое для полной компенсации капиталовложений чистыми доходами. Параметр характеризует общую эффективность капитальных вложений [10, с. 367]. С учётом того, что прибыль в первый и второй годы эксплуатации, формула расчёта срока окупаемости примет вид:

$$T_{ок} = \frac{З - Д_1}{Д_2} + 1, \quad (2.6.1)$$

где $З$ – затраты на объекты электрической сети за пять лет, приведённые к первому году, млн руб.;

$Д_1$ и $Д_2$ – доход за первый и второй годы, млн руб.;

Тогда для варианта 1.1 срок окупаемости определяется по выражению:

$$T_{ок}^{вар1.1} = \frac{3592-814}{1496} + 1 = 2,9 \text{ лет} \quad (2.6.2)$$

Или 2 года 11 месяцев.

Для варианта 1.2 срок окупаемости:

$$T_{ок}^{вар1.2} = \frac{3362 - 814}{1496} + 1 = 2,6 \text{ лет.} \qquad (2.6.3)$$

Или 2 года 7 месяцев.

Экономически эффективнее вариант с меньшим сроком окупаемости. В данном случае это вариант 1.2.

2.7. Определение рентабельности

Рентабельность – показатель, характеризующий доходность деятельности. Показатель определяется отношением прибыли (разностью дохода и издержек) к затратам, демонстрируя во сколько раз суммарные доходы превысят вложения за срок эксплуатации:

$$P_{вар.1.1} = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{Д_t - И_t}{\left(1 + E_н\right)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{К_t}{\left(1 + E_н\right)^t}}. \qquad (2.7.1)$$

Тогда для варианта 1.1:

$$P_{вар.1.1} = \frac{\frac{814 - 186}{\left(1 + 0,08\right)^1} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^2} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^3} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^4} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^5}}{\frac{2183}{\left(1 + 0,08\right)^1} + \frac{714}{\left(1 + 0,08\right)^2}} = 1,80 \text{ о.е.}$$

Для варианта 1.2:

$$P_{вар.1.1} = \frac{\frac{814 - 186}{\left(1 + 0,08\right)^1} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^2} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^3} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^4} + \frac{1496 - 246}{\left(1 + 0,08\right)^5}}{\frac{2009}{\left(1 + 0,08\right)^1} + \frac{708}{\left(1 + 0,08\right)^2}} = 1,95 \text{ о.е.}$$

Экономически эффективнее вариант с бóльшим значением рентабельности. В данном случае это вариант 1.2.

2.8. Сравнение вариантов по экономическим показателям

На основе рассчитанных капитальных затратах, эксплуатационных издержках, чисто дисконтированного дохода, приведённых затрат, срока окупаемости и рентабельности вариантов сети выберем наиболее рациональное техническое решение из представленных. Критерии выбора сгруппированы в таблице 32.

Таблица 32. Сравнение вариантов по экономическим критериям

Параметр	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Эффективность
Капитальные затраты, млн руб.	2897	2717	Меньше лучше
Эксплуатационные издержки, млн руб.	246	230	Меньше лучше
Чисто дисконтированный доход, млн руб.	1749	1980	Больше лучше
Приведённые затраты, млн руб.	3592	3362	Меньше лучше
Срок окупаемости	2 года 11 мес.	2 года 7 мес.	Меньше лучше
Рентабельность, о.е.	1,80	1,95	Больше лучше

Вариант 1.2 эффективен по всем параметрам. Примем его для дальнейшего рассмотрения.

3. Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов однофазного и трёхфазного КЗ необходим для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станция, сетей и подстанций, анализа аварий в электроустановках и электрических системах и для решения других задач.

На основе оптимального варианта 1.2 электрической сети составим принципиальную схему для расчёта токов КЗ на рисунке 13.

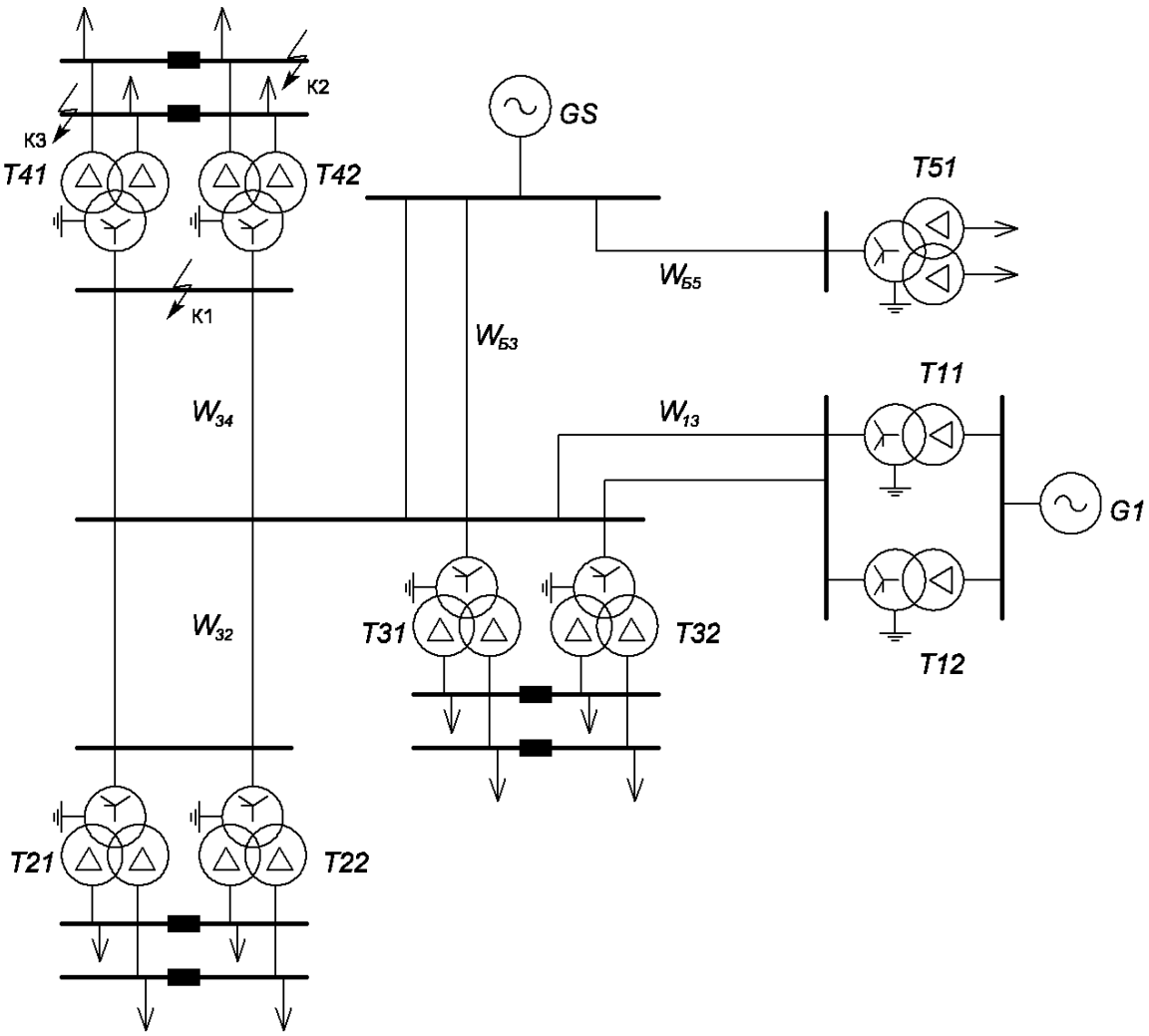


Рисунок 13. Упрощённая схема сети

Необходимо рассчитать токи КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора К1, а также токи на шинах низшего напряжения К2 и К3. Так как трансформаторы с расщеплённой обмоткой имеют одинаковое сопротивление обмоток низшего напряжения, то токи в точках К2 и К3 будут равны друг другу, поэтому расчёт ведём только для точек К1 и К2.

3.1. Определение параметров схемы замещения прямой последовательности

Схема замещения прямой последовательности необходима при расчёте симметричного трёхфазного КЗ. Поскольку пути циркуляции токов обратной последова-

тельности те же, что и у токов промой последовательности, схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности и состоит из тех же элементов [12, с. 75].

Для расчёта токов КЗ необходимо определить параметры схемы замещения в относительных единицах при базисных условиях. Примем базисную мощность $S_б$ равную 1000 МВ·А. Базисные напряжения принимаем из ряда средненоминальных напряжений на ВН и НН: $U_{б1}$ = 115 кВ; $U_{б2}$ = 10,5 кВ.

Тогда базисные токи определятся по выражению:

$$I_{бi} = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_{бi}}; \quad (3.1.1)$$

$$I_{б1} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \quad (3.1.2)$$

$$I_{б2} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 55,0 \text{ кА}. \quad (3.1.3)$$

Балансирующий узел считаем системой бесконечной мощности с сопротивлением x_{GS} = 0,01 о.е.

Мощность и количество устанавливаемых генераторов на станции неизвестны, поэтому примем среднее значение из диапазона сверхпереходных сопротивлений генераторов $x_d^{''}$ мощностью до 50 МВт, равное 0,14 [11, с. 80].

Исходная схема замещения прямой последовательности представлена на рисунке 14. В данной схеме двухцепные линии заменены эквивалентными сопротивлениями. При КЗ на шинах низшего напряжения подстанции сопротивление второго аналогичного трансформатора не учитывается, так как межсекционный выключатель в нормальном режиме отключен, поэтому на полной схеме замещения отображено по 1 трансформатору на подстанциях 2, 3, 4. На подстанции 1 представлено эквивалентное сопротивление *n* трансформаторов.

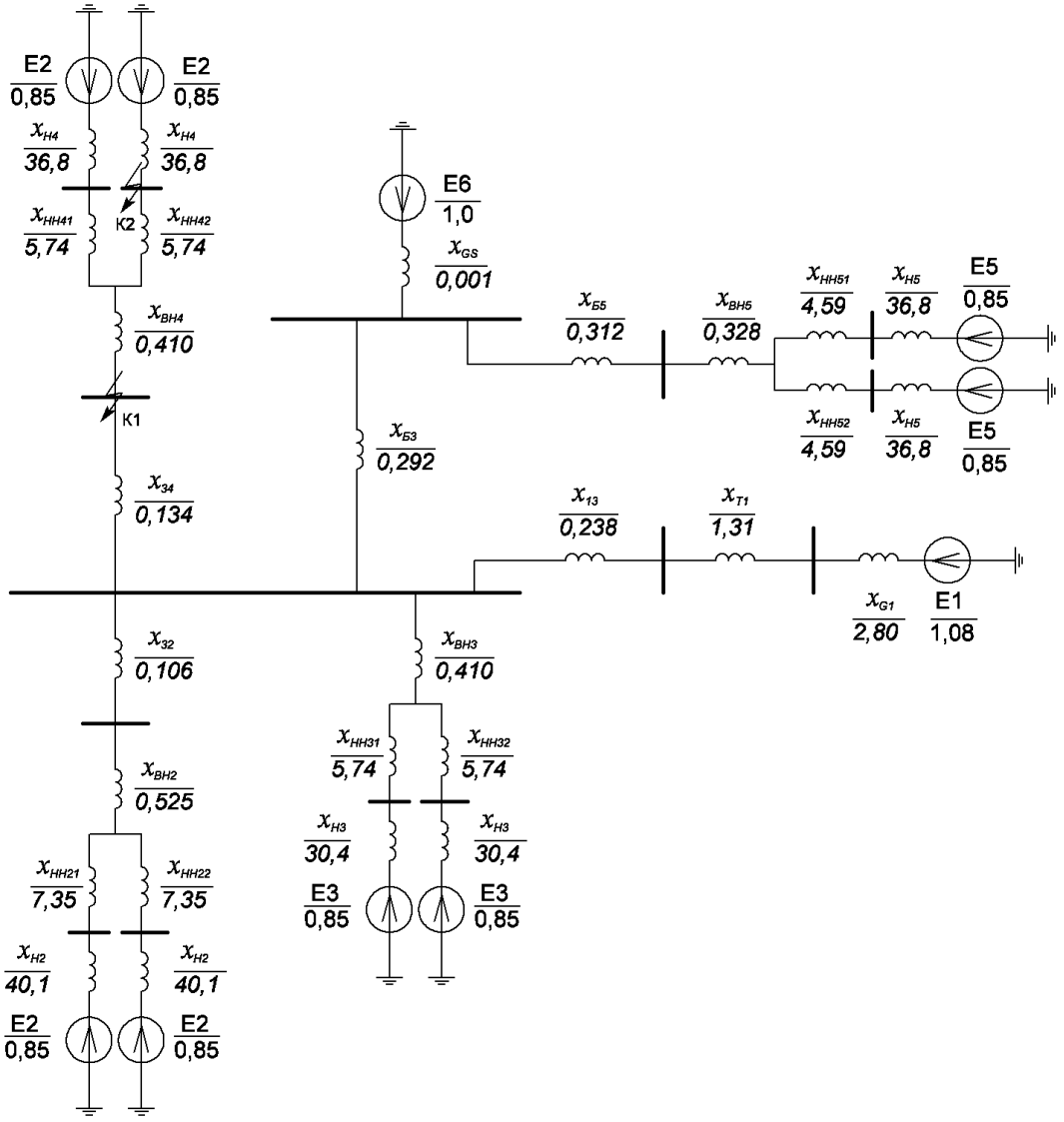


Рисунок 14. Исходная схема замещения

Произведём расчёт индуктивных сопротивлений элементов по выражениям [12].

Индуктивное сопротивление генераторов станции:

$$x_{G1} = x_d^{"} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = 0{,}14 \cdot \frac{1000}{50{,}0} = 2{,}80 \text{ о.е.;} \qquad (3.1.4)$$

Индуктивное сопротивление воздушных линий:

$$x_W = x_{эк} \cdot \frac{S_б}{U_б^2}, \qquad (3.1.5)$$

где $x_{эк}$ - индуктивное эквивалентное сопротивление линий (табл. 15), Ом;

Тогда для линии Б-3:

$$x_W = 3{,}86 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}292 \text{ о.е.} \quad (3.1.6)$$

Для остальных участков расчёт представлен в таблице 33.

Таблица 33. Сопротивления воздушных линий

Участок	$x_{эк}$, Ом	x_W, о.е.
1-3	3,15	0,238
3-4	1,78	0,134
Б-3	3,68	0,292
3-2	1,41	0,106
Б-5	4,13	0,312

Индуктивное сопротивление трансформаторов:

$$x_T = \frac{u_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}, \quad (3.1.7)$$

где $u_к$ – напряжение короткого замыкания (табл. 18), %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора (табл. 17), МВ·А;

Тогда для трансформаторов на подстанции 2:

$$x_{T2} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25{,}0} = 2{,}10 \text{ о.е.} \quad (3.1.8)$$

При расположении расщепленных обмоток одна над другой коэффициент расщепления равен 3,5 и индуктивное сопротивление обмоток трехфазных трансформаторов равны $x_{ВН2} = 0{,}125 \cdot x_{Т2}$ и $x_{НН21} = x_{НН22} = 1{,}75 \cdot x_{Т2}$ [3, с. 138].

$$x_{ВН2} = 0{,}125 \cdot 2{,}10 = 0{,}263 \text{ о.е.}; \quad (3.1.9)$$

$$x_{НН21} = x_{НН22} = 1{,}75 \cdot 1{,}31 = 3{,}68 \text{ о.е.}; \quad (3.1.10)$$

Аналогичные расчёты для остальных трансформаторов представлены в таблице 34.

Таблица 34. Сопротивления трансформаторов подстанций

ПС	$u_к$, %	$S_{ном}$, МВ·А	x_T, о.е.	$x_{ВН}$, о.е.	$x_{НН1} = x_{НН2}$, о.е.
1	10,5	40,0	1,31	-	-
2		25,0	4,20	0,525	7,35
3		32,0	3,28	0,410	5,74
4		32,0	3,28	0,410	5,74
5		40,0	2,62	0,328	4,59

Сопротивление обобщённой нагрузки для всех подстанций определяется с учётом секционирования нагрузки межсекционными выключателями на четыре секции. Тогда для подстанции 2:

$$S_{секц.ПС2} = \frac{S_{п/ст}}{4} = \frac{34,9}{4} = 8,72 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.1.11)$$

где $S_{п/ст}$ – мощность нагрузки подстанции (табл. 17), МВ·А.

Тогда сопротивление обобщённой нагрузки на подстанции 2:

$$x_{Н2} = x''_{Н} \cdot \frac{S_б}{S_{сек\,ПС1}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{8,72} = 40,1 \text{ о.е.}, \quad (3.1.12)$$

где $x''_{Н}$ - среднее сверхпереходное индуктивное сопротивление обобщённой нагрузки [12, с. 62], о.е.;

Для остальных нагрузок расчёты представлены в таблице 35.

Таблица 35. Сопротивления обобщённых нагрузок

ПС	$S_{п/ст}$, МВ·А	$S_{секц}$, МВ·А	$x_Н$, о.е.
2	34,9	8,72	40,1
3	45,9	11,5	30,4
4	43,6	10,9	32,1
5	38,1	9,52	36,8

Значения сверхпереходной ЭДС, определённые по [12, табл. 2.1], представлены в таблице 36

Таблица 36. Сверхпереходные значения ЭДС элементов сети

Узел	Тип элемента	$E_i^{''}$, о.е.
1	Станция с турбогенератором мощностью до 100 МВт	1,08
2, 3, 4, 5	Обобщённая нагрузка	0,85
6	Эквивалентная электроэнергетическая система	1,00

Обобщённые нагрузки характеризуются большими сопротивлениями, в сравнении с сопротивлениями воздушных линий и трансформаторов, а также минимальными значениями сверхпереходной ЭДС, поэтому током, посылаемым данными нагрузками в точку КЗ с учётом связи по линиям и трансформаторам допустимо пренебречь, кроме нагрузки 4, непосредственно связанной с точкой короткого замыкания К2.

С учётом вышеперечисленного упрощённая схема замещения примет вид, представленный на рисунке 15.

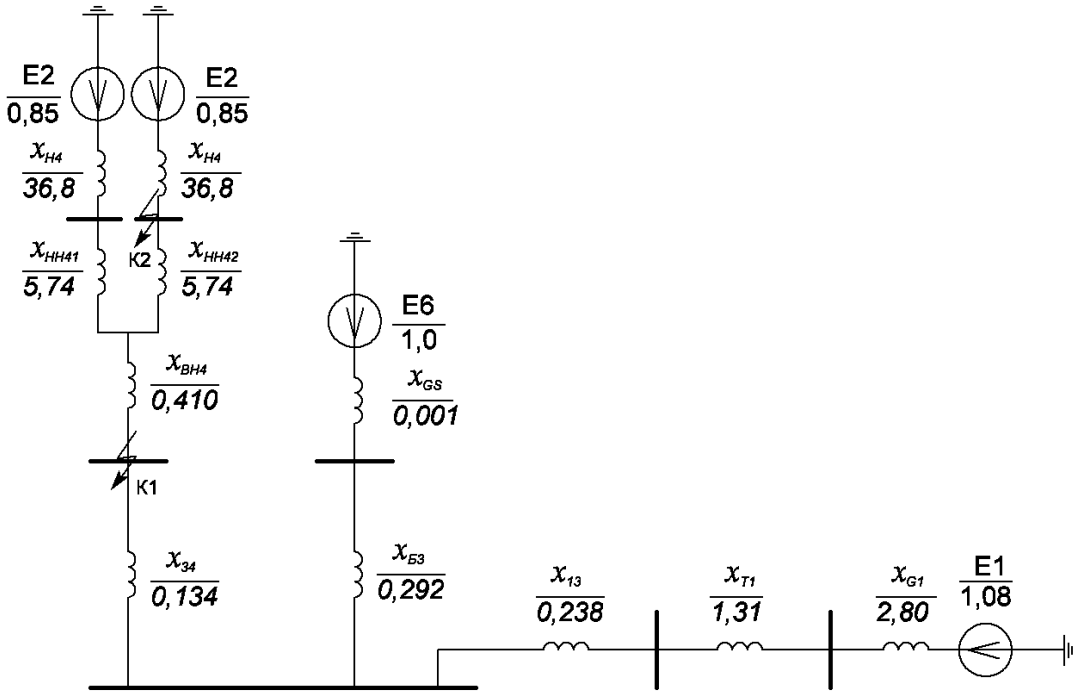


Рисунок 15. Упрощённая схема замещения прямой последовательности

3.2. Определение параметров схемы замещения нулевой последовательности

Токи нулевой последовательности по существу являются однофазными током, разветвлённым между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельные ей цепи. В силу этого путь циркуляции токов нулевой последовательности отличается от пути токов прямой и обратной последовательностей. Схема нулевой последовательности в значительной мере определяется схемами соединения обмоток трансформаторов. Если трансформатор имеет соединение обмоток Y_0 / Δ, то ток нулевой последовательности, соединённой в звезду, наводит в обмотке, соединённой в треугольник, ЭДС, и, следовательно, ток, который, протекая по фазам треугольника, не выходит за его пределы. Вся сеть, которая присоединена со стороны треугольника, в схему нулевой последовательности не входит [12, с. 77].

Схема замещения нулевой последовательности отличается от схем замещения прямой и обратной. Для воздушных линий сопротивления нулевой последовательности отличаются на заданное соотношение $x_{(0)} / x_{(1)}$. Для двухцепной линии со стальными тросами это соотношение равно 4,7 о.е., для одноцепной – 3,0 о.е [12, табл. 3.2].

Произведём пересчёт параметров воздушных линий:

$$x_{034} = x_{34} \cdot \frac{x_{(0)}}{x_{(1)}} = 0,134 \cdot 4,7 = 0,63 \text{ о.е.;} \quad (3.2.1)$$

$$x_{0БЗ} = x_{БЗ} \cdot \frac{x_{(0)}}{x_{(1)}} = 0,292 \cdot 4,7 = 1,37 \text{ о.е.;} \quad (3.2.2)$$

$$x_{013} = x_{13} \cdot \frac{x_{(0)}}{x_{(1)}} = 0,238 \cdot 4,7 = 1,12 \text{ о.е..} \quad (3.2.3)$$

Сопротивления токам нулевой последовательности трансформаторов остаются неизменными. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 16.

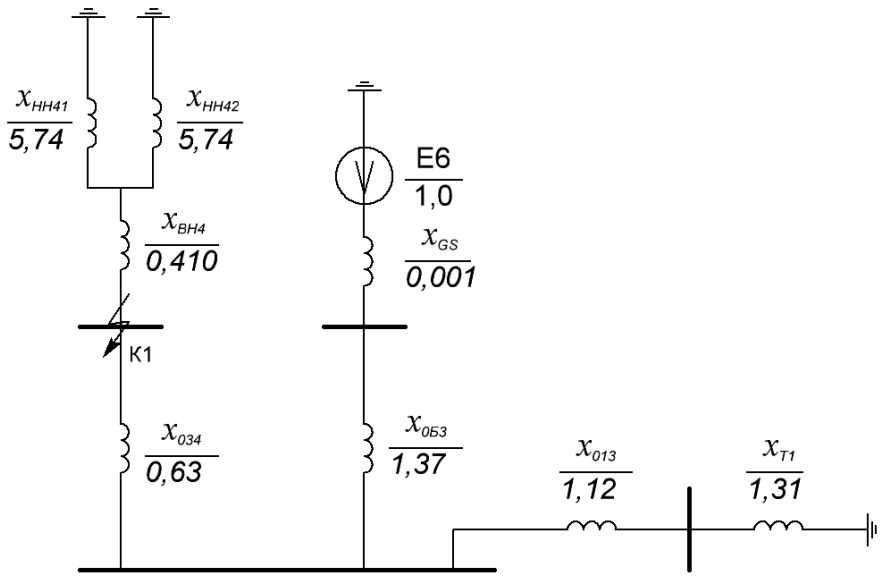


Рисунок 16. Упрощённая схема замещения нулевой последовательности

3.3. Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производится в программе ТКЗ. На основе упрощённых схем прямой и нулевой последовательностей составим машинные схемы замещения, представленные на рисунках 17 и 18.

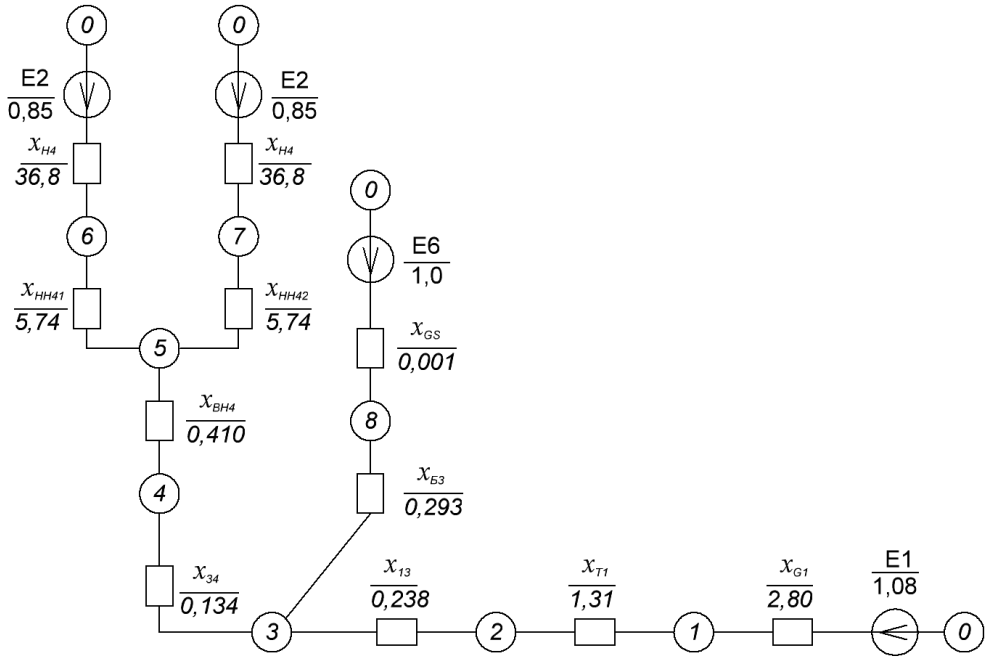


Рисунок 17. Машинная схема замещения прямой последовательности

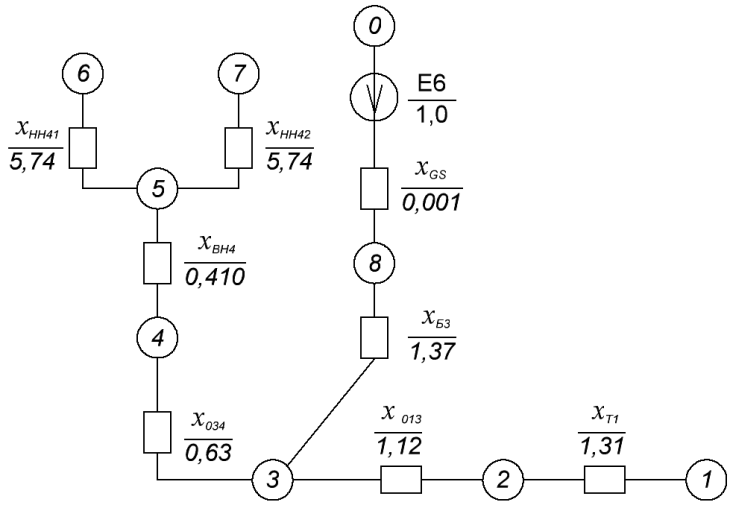


Рисунок 18. Машинная схема замещения нулевой последовательности

Машинные схемы замещения используются для составления файла исходных данных для расчёта токов короткого замыкания в программе ТКЗ, представленного в приложении А. Расчёт начального значения периодической составляющей токов трёхфазного и однофазного КЗ $I_{П0*}$ в программе выполняется в относительных единицах, отчего их требуется перевести в именованные единицы, умножив ток КЗ, полученный в программе на базисный ток.

Тогда для тока трёхфазного КЗ на стороне ВН начальное значение периодической составляющей:

$$I_{П0} = I_{П0*} \cdot I_{б1} = 2,494 \cdot 5,02 = 12,5 \text{ кА}. \quad (3.3.1)$$

Аналогичные результаты перевода представлены таблице 37.

Таблица 37. Начальное значение периодической составляющей тока КЗ

Точка КЗ	Вид КЗ	$I_{П0*}$, о.е.	$I_{П0}$, кА
К1	3 фазное	2,494	12,5
	1 фазное	0,546	2,74
К2	3 фазное	0,176	9,68

3.4. Определение ударного тока короткого замыкания и его апериодической составляющей

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot k_{уд}, \quad (3.4.1)$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a, которая зависит от соотношения активного и индуктивного сопротивлений:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (3.4.2)$$

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}. \quad (3.4.3)$$

Для определения постоянной времени затухания апериодической составляющей можно воспользоваться таблицей средних значений [13, табл. 3.6].

Определим ударный ток на шинах высшего напряжения. Для системы, связанной со сборными шинами где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110кВ T_a = 0,02 с [13, табл. 3.6].

Тогда ударный ток на стороне ВН определяется:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0,К1} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) = 28,4 \text{ кА}. \quad (3.4.4)$$

Аналогично определим ударный ток на шинах низшего напряжения подстанции. Для системы, связанной со сборными шинами где рассматривается КЗ, через трансформаторы единичной мощностью 32 МВ·А T_a = 0,05 с [13, таб. 3.6]:

Тогда ударный ток на стороне НН определяется:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0,К2} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot 9,68 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}}) = 24,9 \text{ кА}. \quad (3.4.5)$$

4. Проектирование подстанции

В данной главе представлены выбор и проверка основного оборудования подстанции 4 и выбор схем распределительных устройств высшего, среднего и низшего напряжения.

Подстанция 4 является тупиковой с нагрузкой 43,6 МВ·А, питающей потребителей II категории. Питание осуществляется от двухцепной воздушной линии по двум трансформаторам.

4.1. Расчёт токов нармального режима в трансформаторах и линиях

Расчёт токов в цепях линий и в трансформаторах необходимо произвести для дальнейшего выбора оборудования подстанции 4.

На стороне ВН трансформатора токи определяются по выражениям [13, с. 171]:

$$I_{норм} = k_з^{норм} \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.1.1)$$

$$I_{п/ав} = k_з^{п/ав} \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.1.2)$$

где $I_{норм}$ – ток нормального режима, кА;

I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима, кА;

$S_{ном}$ и $U_{ном}$ – номинальные мощность и напряжение трансформатора (табл. 17), МВ·А и кВ;

$k_з^{норм}$, $k_з^{п/ав}$ - коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режимах (табл. 17), о.е.

Тогда токи численно определяются:

$$I_{норм}^{ВН} = 0,682 \cdot \frac{32,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,109 \text{ кА}; \quad (4.1.3)$$

$$I_{\max} = I_{п/ав}^{ВН} = 2 \cdot 0,682 \cdot \frac{32,0}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,219 \text{ кА}; \quad (4.1.4)$$

Токи на стороне НН будут уменьшены в 2 раза, так как трансформатор имеет расщеплённую обмотку. Токи в нормальном и послеаварийном режимах определяются по выражениям (4.1.1) и (4.1.2):

$$I_{норм}^{НН} = 0,682 \cdot \frac{32,0}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11,0} = 0,572 \text{ кА}; \quad (4.1.5)$$

$$I_{\max}^{НН} = I_{п/ав}^{НН} = 2 \cdot 0,682 \cdot \frac{32,0}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11,0} = 1,145 \text{ кА}; \quad (4.1.6)$$

Токи в цепях *n* параллельно работающих линий определятся по выражениям, кА [13, с. 172]:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{n_ц \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.1.7)$$

где $n_ц$ – число цепей на участке, шт.

Для линии 3-4 ток на одну цепь уже был определён в таблице 12. Он равен 0,112 кА. В послеаварийном или ремонтном режиме (при отключении одной цепи), ток увеличится в 2 раза и составит для оставшейся цепи 0,224 кА.

Токи на стороне НН:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{n_{пр} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{43,6}{20 \cdot \sqrt{3} \cdot 11,0} = 0,114 \text{ кА}. \quad (4.1.8)$$

где $n_{пр}$ – число присоединений на стороне НН, шт.

4.2. Выбор трансформаторов

На подстанции выбран понижающий трансформатор ТРДН-32000/110 УХЛ1 с расщеплённой обмоткой НН на номинальное напряжения 11 кВ (табл. 17). Данный трансформатор производится на заводе компании «Тольяттинский Трансформатор» [14].

Трансформатор оснащён устройством регулирования напряжения в под нагрузкой (РПН) в нейтрали ВН в диапазоне ± 16%, ± 9 ступеней. Тип устройства ±9 × 1,78%. Применяется система охлаждения типа дутьё.

4.3. Выбор выключателей на стороне 110 кВ

В РУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур [5, п. 7.11]. При выборе выключателей необходимо учесть 12 различных параметров, но, так как заводами-изготовителями гарантируется определенная зависимость параметров, поэтому допустимо производить выбор только выключателей по важнейшим параметрам [1, с. 268 – 269]:

-по напряжению установки;

-по длительному току.

После выбора выключателя, его проверяют по ряду условий:

- на симметричный ток отключения;

- возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ;

- на электродинамическую стойкость;

- на термическую стойкость.

Выбран выключатель элегазовый баковый ВТБ-110III-40/2000 УХЛ1 Великолукского завода электротехнического оборудования ЗАО «ЗЭТО» [15]. Его характеристики представлены в таблице 38.

Таблица 38. Характеристики выключателя ВТБ-110III-40/2000 УХЛ1

Номинальное напряжение	$U_{ном}$, кВ	110
Номинальный длительный ток	$I_{ном}$, А	2000
Номинальный ток отключения	$I_{откл.ном}$, кА	40,0
Ток электродинамической стойкости (амплитуда)	$i_{пр.скв}$, кА	102
Собственное время отключения	$t_{с,в}$, с	0,032
Полное время отключения	$t_{п.в}$, с	0,060
Ток термической стойкости	$I_{тер}$, кА	40,0
Время термической стойкости	$t_{тер}$, с	3
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей	$\beta_н$,%	45,0

Проверка выключателя:

По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$
$$110 = 110 \text{ кВ}. \quad (4.3.1)$$

По длительному току, определённому по (4.1.4):

$$I_{ном} \geq I_{\max},$$
$$2200 \geq 219 \text{ А}. \quad (4.3.2)$$

На симметричный ток отключения, кА:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}, \quad (4.3.3)$$

где $I_{П\tau}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ, кА;

$$I_{П\tau} = I_{П0,К1} = 12,5 \text{ кА}. \quad (4.3.4)$$

Тогда по условию (4.3.3):

$$40,0 \geq 12,5 \text{ кА}. \quad (4.3.5)$$

На возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ, кА:

$$i_{а.ном} \geq i_{а.\tau}, \quad (4.3.6)$$

где $i_{а.\tau}$ - номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ;

$i_{а.ном}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов [13, с. 268];

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, определяемое по выражению:

$$\tau = t_{з.\min} + t_{с.в}, \quad (4.3.7)$$

где $t_{з.min}$ - минимальное действие релейной защиты [13, стр. 338], с;

$t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя,

$$\tau = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с}. \quad (4.3.8)$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40,0}{100} = 25,4 \text{ кА}. \quad (4.3.9)$$

$$i_{a.\tau} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{П\tau}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 12,5}{100} = 8,84 \text{ кА}. \quad (4.3.10)$$

где $\beta = 50\ \%$ - содержание апериодической составляющей для времени $\tau = 0.03$ с [13, с. 238].

Тогда проверка по условию (4.3.6) выполняется:

$$25,4 \geq 8,84 \text{ кА}. \quad (4.3.11)$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.скв} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (4.3.12)$$
$$40,0 \geq 12,5 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad (4.3.13)$$
$$102 \geq 28,4 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K; \quad (4.3.14)$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, кА^2·с, определяется по выражению:

$$B_K = I_{П0}^{(3)^2} \cdot \left(t_{отк} + T_a\right), \quad (4.3.15)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,02 с [13, с. 110];

$t_{отк}$ – время отключения КЗ, с, определяемое по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{п.в}, \quad (4.3.16)$$

где $t_{рз}$ – время действия основных релейных защит, равное 0,1 с [13, с. 208];

$t_{п.в.}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 0,10 + 0,060 = 0,160 \text{ с}, \quad (4.3.17)$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot \left(0,160 + 0,02\right) = 28,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.3.18)$$

Тогда проверка по условию (4.3.14) выполняется:

$$40,0^2 \cdot 3 \geq 28,1, \quad (4.3.19)$$
$$4800 \geq 28,1.$$

Таким образом выключатель удовлетворяет всем заданным критериям проверки.

4.4. Выбор выключателей и комплектного распределительного устройства на стороне 10 кВ

На напряжение 6-10 кВ, часто, устанавливают шкафы КРУ. Они составляются из полностью или частично закрытых шкафов, или блоков со встроенными в них аппаратами высокого напряжения, устройствами защиты автоматики и контрольно-измерительной аппаратуры. КРУ в сравнении с обычным РУ позволяет сократить трудовые затраты на электромонтажные работы, численность монтажного персонала, а так повышает качество и надежность самих электротехнических устройств. Установим в качестве вводных ячеек и ячеек на отходящих линиях на низшем напряжении КРУ «Элтима» (10 кВ) компании «Электронмаш» [16]. В КРУ устанавливаются силовые выключатели BB/TEL компании «Таврида Электрик». Технические характеристики ячейки КРУ представлены в таблице 39.

Таблица 39. Технические характеристики КРУ «Элтима»

Номинальное напряжение	$U_{ном}$, кВ	10,0
Номинальный ток главных цепей	$I_{ном}$, А	1600
Ток термической стойкости для промежутка времени, 3с	$I_{тер}$, кА	20,0
Ток электродинамической стойкости	$i_{дин}$, кА	51,0
Наибольшее рабочее напряжение	$U_{наиб}$, кВ	12,0
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в шкаф КРУ	$I_{откл.ном}$, кА	20,0

Выбор КРУ:

По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$
$$10,0 = 10,0 \text{ кВ}. \qquad (4.4.1)$$

По длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{\max}, \tag{4.4.2}$$

вводная ячейка:

$$1600 \geq 1145 \text{ А}; \tag{4.4.3}$$

ячейка КРУ на присоединении:

$$1600 \geq 114 \text{ А}. \tag{4.4.4}$$

Остальные условия проверки идентичны для вводной ячейки КРУ и ячейки КРУ на присоединении.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$\begin{gathered} I_{дин} \geq I_{П0}^{(3)}, \\ 20,0 \geq 9,68 \text{ кА}. \end{gathered} \tag{4.4.5}$$

$$\begin{gathered} i_{дин} \geq i_{уд}, \\ 51,0 \geq 24,9 \text{ кА}. \end{gathered} \tag{4.4.6}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \tag{4.4.7}$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, кА^2·с, определяемая по выражению:

$$B_K = I_{П0}^{(3)^2} \cdot \left(t_{отк} + T_a\right), \tag{4.4.8}$$

где $t_{отк}$ – время отключения КЗ. Схемами вспомогательных цепей предусмотрено отключение вводного или секционного выключателя при возникновении дуги КЗ в одном из отсеков шкафа КРУ за время не более 0,2 с [16];

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,05 с, для системы, связанной со сборными шинами через трансформаторы единичной мощностью 32,0 МВ·А [13, с. 110].

$$B_K = 9,68^2 \cdot \left(0,2 + 0,05\right) = 23,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \tag{4.4.9}$$

Тогда условие (4.4.7) выполняется:

$$\begin{gathered} 20,0^2 \cdot 3 \geq 23,4, \\ 1200 \geq 23,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{gathered} \tag{4.4.10}$$

Ячейка КРУ проходит по всем условиям.

В данное КРУ устанавливается вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2, технические характеристики которого указаны в таблице 40 [17].

Таблица 40. Технические характеристики выключателя ВВ/TEL-10-20/1600 У2

Номинальное напряжение	$U_{ном}$, кВ	10,0
Номинальный длительный ток	$I_{ном}$, А	1600
Номинальный ток отключения	$I_{откл.ном}$, кА	20,0
Ток электродинамической стойкости	$i_{пр.скв}$, кА	52,0
Ток термической стойкости	$I_{тер}$, кА	20,0
Время термической стойкости	$t_{тер}$, с	3
Собственное время отключения	$t_{с.в}$, с	0,035

Условия выбора:

По напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$
$$10,0 = 10,0 \text{ кВ}. \quad (4.4.11)$$

По длительному току:

$$I_{ном} \geq I_{\max},$$
$$1600 \geq 1145 \text{ А}. \quad (4.4.12)$$

Проверка по отключающей способности на симметричный ток отключения:

$$I_{отк,ном} \geq I_{П0}^{(3)},$$
$$20,0 \geq 9,68 \text{ кА}. \quad (4.4.13)$$

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100} \geq i_{а.\tau}, \quad (4.4.14)$$

где $\beta_н$ - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{а.\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов [13, с. 112], кА.

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_а}, \quad (4.4.15)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,05 с [13, с. 110];

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з.\min} + t_{с.в}, \tag{4.4.16}$$

где $t_{з.min}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}; \tag{4.4.17}$$

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,68 \cdot e^{-0,045/0,05} = 5,57 \text{ кА}. \tag{4.4.18}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 35 \cdot \frac{20,0}{100} = 9,90 \text{ кА}. \tag{4.4.19}$$

Тогда условие (4.4.14) выполняется:

$$9,90 \geq 5,57 \text{ кА}. \tag{4.4.20}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.скв} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad 40,0 \geq 9,68 \text{ кА}. \tag{4.4.21}$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}, \quad 102,0 \geq 24,9 \text{ кА}. \tag{4.4.22}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \tag{4.4.23}$$

где B_K – тепловой импульс тока КЗ, кА^2·с, определяемый по выражению:

$$B_K = I_{п0}^{(3)^2} \cdot \left(t_{отк} + T_a\right), \tag{4.4.24}$$

где $t_{отк}$ – время отключения КЗ:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{п.в}, \tag{4.4.25}$$

где $t_{рз}$ – время действия основных релейных защит [13, с. 208], с;

$t_{п.в}$ – полное время отключения выключателя, с

$$t_{отк} = 0,1 + 0,065 = 0,165 \text{ с}. \tag{4.4.26}$$

$$B_K = 9,68^2 \cdot (0,165 + 0,02) = 17,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.4.27)$$

Тогда условие (4.4.23) выполнятся:

$$\begin{gathered} 20,0^2 \cdot 3 \geq 17,3, \\ 1200 \geq 17,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{gathered} \quad (4.4.28)$$

Выключатель удовлетворят всем условиям проверки.

4.5. Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Выбор и проверку разъединителей осуществляется по следующим параметрам [13, с. 268]:

- по напряжению установки;
- по току;
- по электродинамической стойкости и термической стойкости.

Для данного напряжения подходит разъединитель подвесной вертикального исполнения РПВ–110/1250 УХЛ1 [18], технические характеристики которого представлены в таблице 41.

Таблица 41. Технические характеристики РПВ–110/1250 УХЛ1

Номинальное напряжение	$U_{ном}$, кВ	110
Номинальный длительный ток	$I_{ном}$, А	1250
Ток динамической стойкости	$i_{пр.скв}$, кА	80
Ток термической стойкости	$I_{тер}$, кА	31,5
Время термической стойкости	$t_{тер}$, с	3

Проверка разъединителя:

По напряжению установки:

$$\begin{gathered} U_{ном} \geq U_{уст}, \\ 110 = 110 \text{ кВ}. \end{gathered} \quad (4.5.1)$$

По току:

$$\begin{gathered} I_{ном} \geq I_{\max}, \\ 1250 \geq 219 \text{ А}. \end{gathered} \quad (4.5.2)$$

По электродинамической стойкости:

$$I_{пр.скв} \geq I_{п0}^{(3)},$$
$$31,5 \geq 9,68 \text{ кА}. \quad (4.5.3)$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд},$$
$$80 > 28,4 \text{ кА}. \quad (4.5.4)$$

По термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \quad (4.5.5)$$

где B_K – тепловой импульс, определённый по (4.3.18), кА^2·с.

$$31,5^2 \cdot 3 \geq 28,1,$$
$$2977 \geq 28,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.5.6)$$

Разъединитель удовлетворяет всем условиям проверки.

4.6. Выбор и проверка разъединителей на стороне 10 кВ

На стороне НН 10 кВ установлены ячейки КРУ «Элтима», предусмотренные трёхпозиционные заземляющие разъединители, технические характеристики которого аналогичны техническим характеристикам выключателей ВВ/TEL-10-20/1600 У2. Следовательно, встроенные в КРУ разъединители удовлетворяют всем условиям проверки.

5. Графики электрических нагрузок

Графики электрических нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию во времени.

Суммарная нагрузка ЭЭС и отдельных потребителей электроэнергии изменяется во времени под влиянием большого числа факторов. Эти изменения могут быть разделены на регулярные и случайные. В суточном разрезе нагрузка регулярно снижается в ночные часы и повышается в утренние и вечерние. В недельном

разрезе регулярные снижения нагрузки имеют место в нерабочие (выходные и праздничные) дни, в годовом разрезе – в летний период.

Указанные изменения определяются устойчивыми циклами природных явлений (ночь, день), технологическими особенностями режима электропотребления, а также длительностью рабочих смен.

На регулярные изменения накладываются нерегулярные, обусловленные случайными изменениями электрических нагрузок вследствие разновременности включения и отключения отдельных приёмников электроэнергии, изменения метеорологических условий и других случайных факторов. Они приводят к дополнительной изменчивости потребительской нагрузки.

При решении вопросов перспективного развития энергосистем необходимо учитывать практически все виды неравномерности режима электропотребления. В связи с этим при прогнозировании режимов электропотребления предусматривается разработка графиков регулярных изменений нагрузки, пренебрегая влиянием случайных отклонений нагрузки.

5.1. Определение графиков нагрузок отдельных потребителей

Рассмотрим графики нагрузок потребителей в рабочий летний день.

Узел 2 представляет собой печатную фабрику. Её характерный суточный график нагрузок представлен в [3, рис. П3.1].

Потребление активной мощности в 0 часов составляет 70 % от номинальной.

$$P_0 = 70 \cdot \frac{P_{ПС2}}{100} = 70 \cdot \frac{30,0}{100} = 21,0 \text{ МВт}. \qquad (5.1.1)$$

Аналогичные для всего дня расчёты представлены в таблице 42.

Таблица 42. Данные для суточного графика нагрузок подстанции 2

Час	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**10**	**12**	**14**	**16**	**18**	**20**	**22**	**24**
P_2, %	70	70	70	70	90	90	100	90	100	85	90	80	70
P_2, МВт	21	21	21	21	27	27	30	27	30	26	27	24	21

По данным таблицы 42 построим суточный график нагрузок подстанции 2.

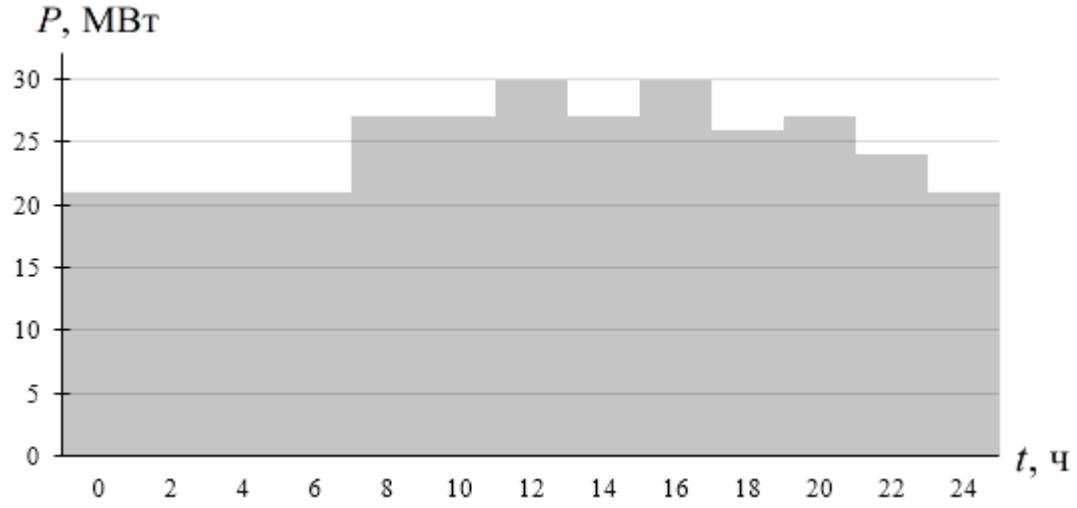


Рисунок 19. Суточный график нагрузок подстанции 2

Узел 3 – предприятие угледобычи с почти постоянным суточным графиком нагрузок [3, рис. П3.1].

Таблица 43. Данные для суточного графика нагрузок подстанции 3

Час	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**10**	**12**	**14**	**16**	**18**	**20**	**22**	**24**
P_3, %	80	80	80	82	82	92	92	92	82	100	100	90	80
P_3, МВт	32	32	32	33	33	37	37	37	33	40	40	36	32

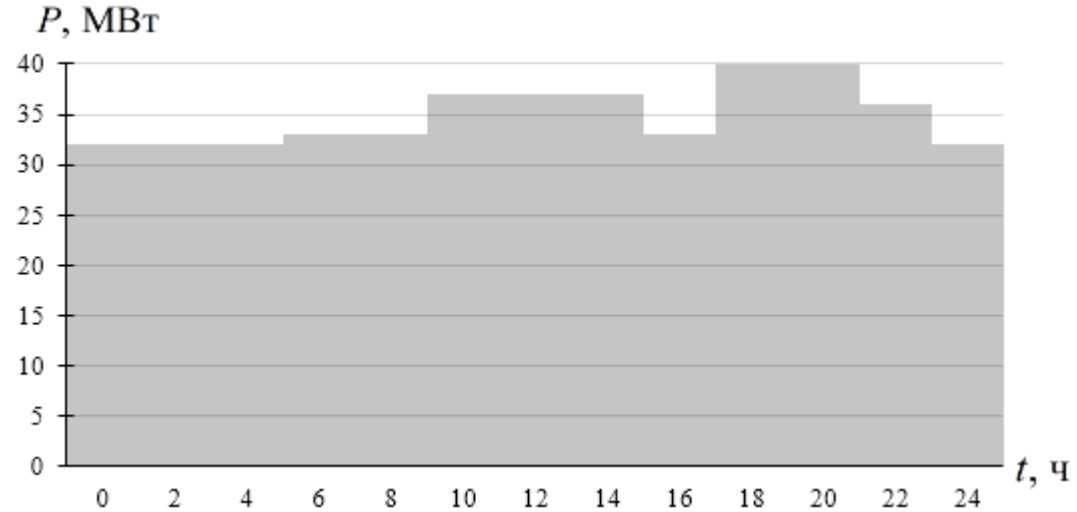


Рисунок 20. Суточный график нагрузок подстанции 3

Узел 4 – завод пищевой промышленности.

Таблица 44. Данные для суточного графика нагрузок подстанции 4

Час	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**10**	**12**	**14**	**16**	**18**	**20**	**22**	**24**
P_4, %	68	68	68	68	90	100	92	94	86	90	82	70	68
P_4, МВт	23	23	23	23	31	34	31	32	29	31	28	24	23

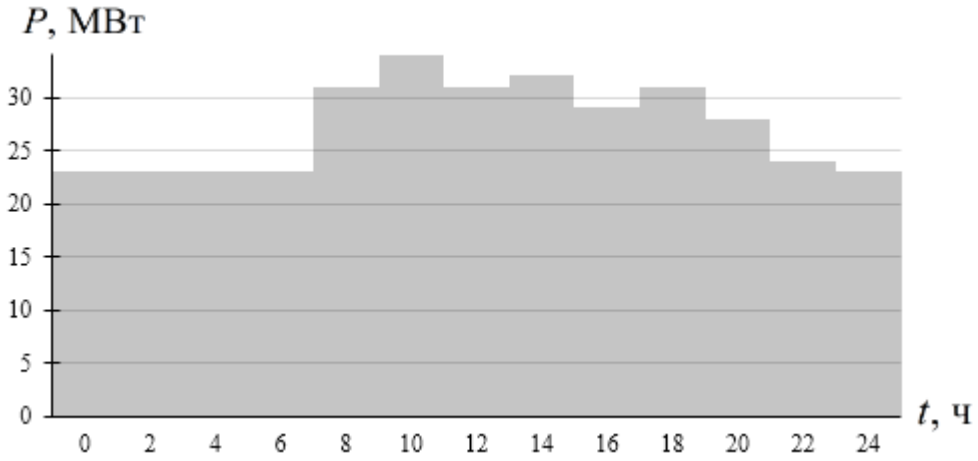


Рисунок 21. Суточный график нагрузок подстанции 4

Узел 5 представляет собой небольшой населённый пункт, с присущими ему утренним и вечерним максимумами.

Таблица 45. Данные для суточного графика нагрузок подстанции 5

Час	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**10**	**12**	**14**	**16**	**18**	**20**	**22**	**24**
P_5, %	55	55	55	80	100	90	85	90	85	95	90	70	70
P_5, МВт	18	18	18	26	32	29	27	29	27	30	29	22	22

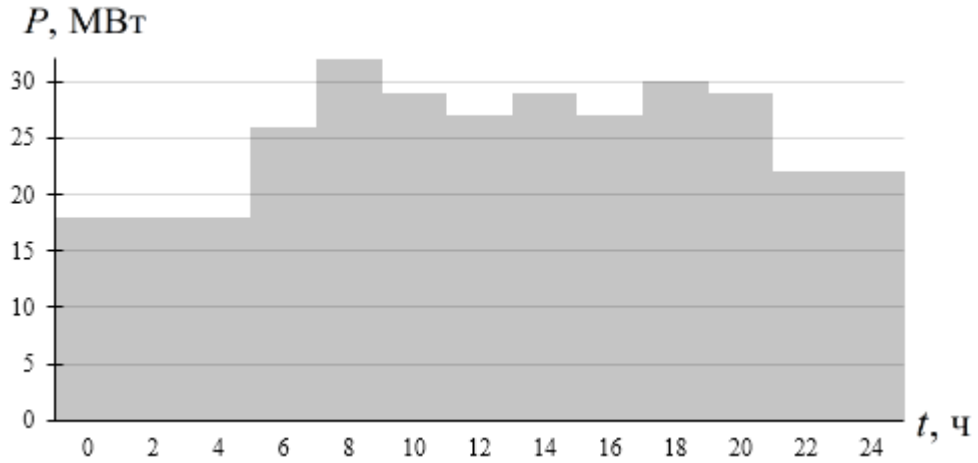


Рисунок 22. Суточный график нагрузок подстанции 5

5.2. Определение суммарного графика электрических нагрузок ЭЭС

Суммарный график активной мощности потребителей определяется почасовым суммированием мощностей отдельных потребителей, определённых в таблицах 42-45. Результаты расчёта суммарной нагрузки представлены в таблице 46.

Таблица 46. Данные для построения суммарного графика электрических нагрузок

Час	**0**	**2**	**4**	**6**	**8**	**10**	**12**	**14**	**16**	**18**	**20**	**22**	**24**
P_2, МВт	21	21	21	21	27	27	30	27	30	26	27	24	21
P_3, МВт	32	32	32	33	33	37	37	37	33	40	40	36	32
P_4, МВт	23	23	23	23	31	34	31	32	29	31	28	24	23
P_5, МВт	18	18	18	26	32	29	27	29	27	30	29	22	22
P_Σ, МВт	94	94	94	103	123	127	125	125	119	127	124	106	98

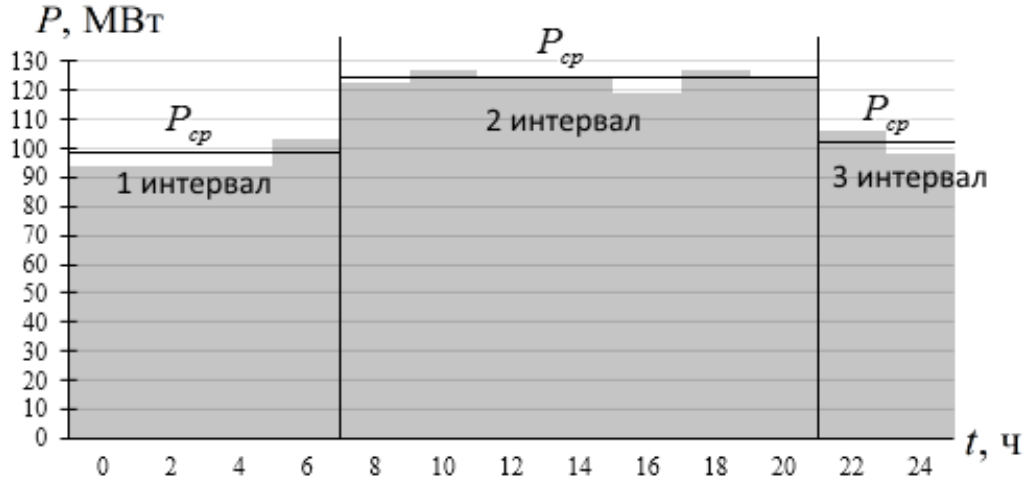


Рисунок 23. Суммарный суточный график нагрузок

Для определения закона регулирования напряжения необходимо произвести выбор положения переключателя для каждого интервала постоянства нагрузок. При этом фактору надёжности и безотказности схемы придают бóльшее значение, т.е. минимизируя количество переключений в течении суток до 3-4 раз.

Суммарный график нагрузок приближённо представляется с 3-4 интервалами стационарности, для которых определяется положение РПН. При этом необходимо контролировать фактическое напряжение на регулируемых шинах на тех участках

времени, на которых оно сильно отличается от выбранных стационарных значениях нагрузок.

На интервале постоянства определяется средняя нагрузка по выражению:

$$P_{ср} = \frac{1}{d} \cdot \sum_{i=1}^{d} P_i \cdot t_i , \qquad (5.2.1)$$

В данном случае по суточному графику нагрузок определены 3 интервала постоянства. С 0 по 6 часов, с 8 по 20 и с 22 по 24 (0) часов. Для первого интервала определим среднюю нагрузку:

$$P_{\Sigma ср} = \frac{94 + 94 \cdot 2 + 94 \cdot 4 + 103 \cdot 6}{1 + 2 + 4 + 6} = 98{,}1 \text{ МВт}. \qquad (5.2.2)$$

Для остальных интервалов результаты расчёта сведены в таблицу 47.

Таблица 47. Средние активные нагрузки на интервалах постоянства

Интервал	Промежуток времени, ч	P_2, МВт	P_3, МВт	P_4, МВт	P_5, МВт	$P_{\sum ср}$, МВт
1	0-6	21,0	32,5	23,0	22,0	98,3
2	8-20	27,7	37,2	30,5	28,8	124,2
3	22-0	22,4	33,9	23,5	22,0	101,8

Данные о средних реактивных нагрузках определяются на основе активной нагрузки и коэффициента мощности потребителя (табл. 1).

Тогда для интервала 1, потребление реактивной мощности для потребителя 2 определяется аналогично (1.1.12):

$$\begin{aligned} Q_2^{1инт} &= P_2^{1инт} \cdot tg\left[\arccos\left(\cos\varphi_2\right)\right] = \\ &= 21{,}0 \cdot tg\left[\arccos\left(0{,}86\right)\right] = 12{,}5 \text{ Мвар}. \end{aligned} \qquad (5.2.3)$$

Результаты аналогичного расчёта потребления реактивной мощности представлены в таблице 48.

Таблица 48. Средние реактивные нагрузки на интервалах постоянства

Интер-вал	Промежуток времени, ч	Q_2, МВт	Q_3, МВт	Q_4, МВт	Q_5, МВт	$Q_{\sum ср}$, МВт
1	0-6	12,5	13,8	12,4	14,2	52,9
2	8-20	16,4	15,8	16,5	18,6	67,3
3	22-0	13,3	14,4	12,7	14,2	54,6

6. Расчёт и анализ характерных установившихся режимов

Расчёт установившихся режимов электрической сети. т.е. определение потокораспределения, потерь мощности в элементах сети, напряжений в узлах сети для того, чтобы предусмотреть меры по улучшению качества отпускаемой электроэнергии, а также меры по оптимизации её производства, передачи и распределения. Расчёт установившегося режима выполняется с помощью ЭВМ в программе REGIM для трёх интервалов постоянства нагрузок. Также производится расчёт послеаварийного режима при отключении цепи наиболее загруженного участка в момент максимума нагрузок и проверка допустимости режима на остальных интервалах нагрузок. В данном случае это отключение цепи на участке Б-3 на втором интервале нагрузок.

6.1. Составление схемы замещения

Расчёт установившегося режима ведётся применительно к схеме замещения, модулирующей реальную электрическую сеть. Линия представляются П-образной схемой замещения, учитывающая активно-индуктивные потери и ёмкостную генерацию линии. Параметры схемы замещения линии определены в таблице 15. Трансформатор представляется Г-образной схемой замещения, основными параметрами которой являются активное и индуктивное сопротивления, а также активная и реактивная проводимости трансформатора, которые определены в таблице 20. Все параметры схемы замещения сгруппированы в таблице 49.

Таблица 49. Параметры схемы замещения

Участок схемы	Тип элемента	$\underline{Z}_э$, Ом	b_c, См · 10^{-6}	$\underline{Y}_T$, См · 10^{-6}
1-3	Воздушная линия 1-3	1,49 + *j*3,15	81,0	-
3-4	Воздушная линия 3-4	1,25 + *j*1,78	42,8	-
Б-3	Воздушная линия Б-3	1,73 + *j*3,68	94,5	-
3-2	Воздушная линия 3-2	0,99 + *j*1,41	33,9	-
Б-5	Воздушная линия Б-5	1,62 + *j*4,13	27,5	-
1-10	Трансформатор 1	0,730 + *j*19,2	-	6,83 – *j*35,5
2-20	Трансформатор 2	1,27 + *j*27,9	-	4,08 – *j*26,5
3-30	Трансформатор 3	0,935 + *j*21,7	-	4,84 – *j*35,4
4-40	Трансформатор 4	0,935 + *j*21,7	-	4,84 – *j*35,4
5-50	Трансформатор 5	1,44 + *j*34,8	-	2,72 – *j*19,7

На основе схемы электрических соединений, представленной на рисунке 24, составляется эквивалентная схема замещения, представленная на рисунке 25.

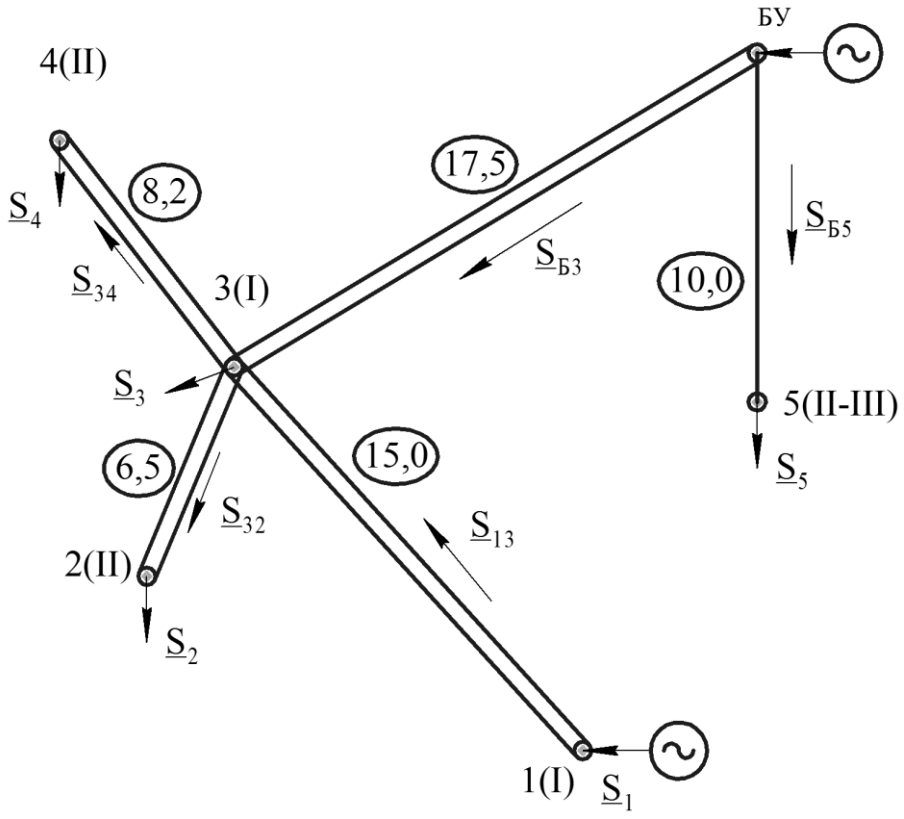


Рисунок 24. Принципиальная схема электроэнергетической сети

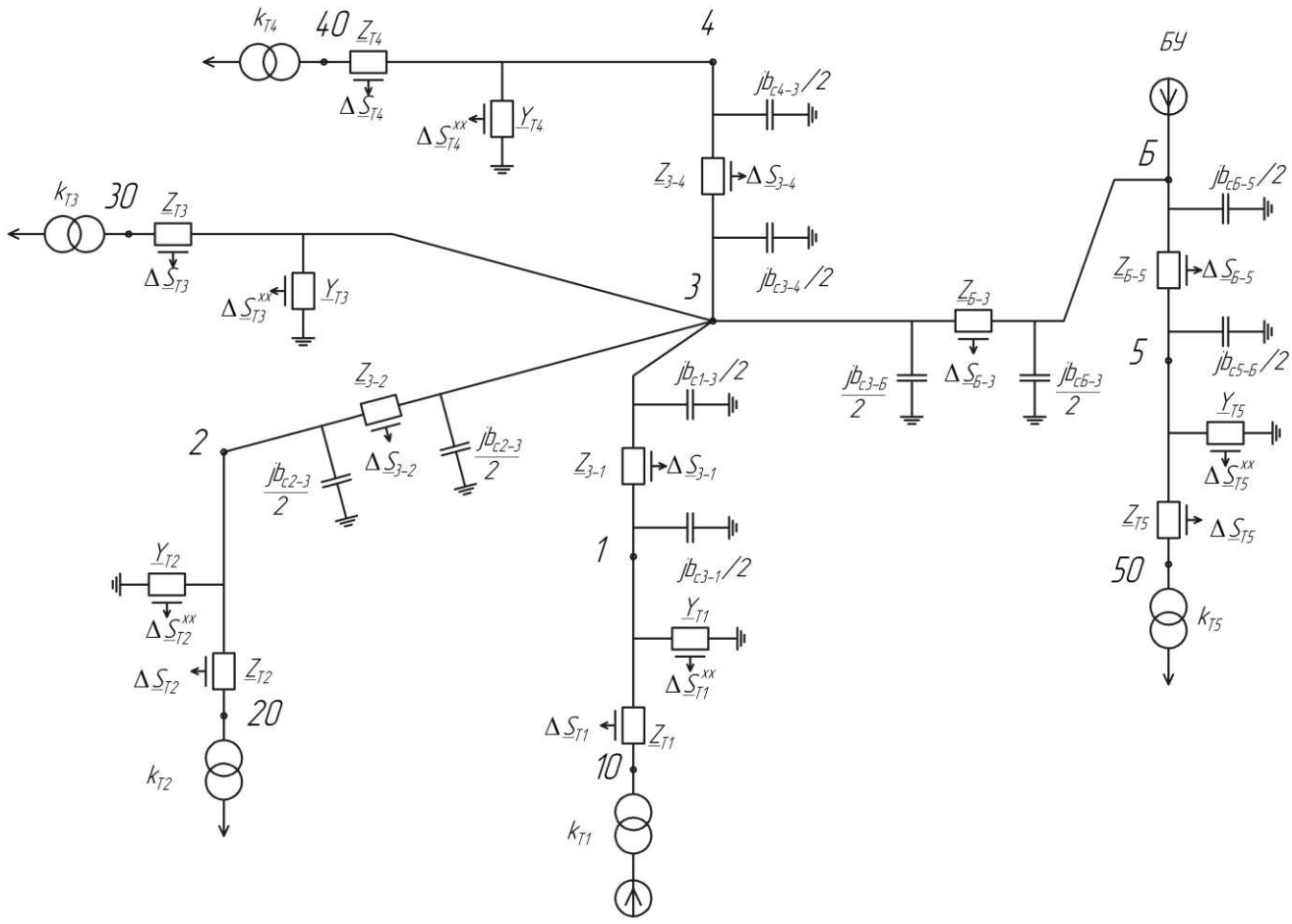


Рисунок 25. Эквивалентная схема замещения

6.2. Расчёт установившихся режимов на ЭВМ и анализ результатов расчёта

Расчёт установившихся режимов производится в программно-вычислительном комплексе REGIM. Схема замещения представлена на рисунке 25. Параметры схемы замещения представлены в таблице 49. Данных об активных и реактивных нагрузках на интервалах постоянства представлены в таблицах 47 и 48. На основе этих данных составляется файл исходных данных для анализируемых режимов. Эти файлы и результаты расчётов представлены в приложениях Б, В, Г, Д, Е и Ж.

Сгруппируем рассчитанные в узлах величины напряжений в нормальном и послеаварийных режимах на всех интервалах постоянства нагрузок в таблицу 50.

Таблица 50. Величины напряжений в узлах РЭС

Узел	1 интервал		2 интервал		3 интервал	
	Норм.	П/ав.	Норм.	П/ав.	Норм.	П/ав.
1	115,2	114,1	114,5	112,6	115,1	113,8
10	119,8	118,7	119,1	117,2	119,7	118,5
2	113,3	112,2	112,4	110,4	113,2	111,9
20	108,9	107,7	106,3	104,2	108,4	107,0
3	113,9	112,8	113,2	111,2	113,8	112,5
30	110,8	109,6	109,3	107,5	110,5	109,2
4	113,3	112,2	112,3	110,4	113,2	111,9
40	110,6	109,4	108,6	106,6	110,4	109,0
5	114,1	114,1	113,8	113,8	114,1	114,1
50	109,1	109,1	107,0	107,0	109,1	109,1
БУ	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0

6.3. Анализ установившихся режимов

Максимально допустимое напряжение сетей 35-220 кВ ограничено условиями работы изоляции линий и электрооборудования подстанций и определяется через номинальное напряжение [3, с. 485]:

$$U_{макс} = 1{,}15 \cdot U_{ном} = 1{,}15 \cdot 110{,}0 = 126{,}5 \text{ кВ}. \quad (6.3.1)$$

На подстанциях установлены трансформаторы с устройствами регулирования напряжения, которые позволяют регулировать режим напряжения внутри допустимого диапазона. Примером прочих устройств регулирования служат устройства компенсации реактивной мощности, которые также способны влиять на уровень напряжения.

Чаще всего используют трансформаторы с РПН, так как данный способ регулирования напряжения является наиболее простым. При невозможности обеспечения желаемого напряжения при помощи трансформаторов с РПН следует применять конденсаторные установки и синхронные компенсаторы.

На всех подстанциях, кроме 1, установлены трансформаторы с устройством РПН типа ±9×1,78 %, нижний предел регулирования которого определяется по выражению:

$$U_{мин} = U_{ВН} + U_{ВН} \cdot n_{мин} \cdot \Delta k = 115,0 + 115,0 \cdot (-9) \cdot 1,78 = 96,6 \text{ кВ}. \quad (6.3.2)$$

По результатам расчёта видно, что напряжения во всех узлах сети входят в допустимые интервалы отклонения напряжения для 110 кВ, верхний предел которых определяется условием устойчивости работы изоляции и равен 126,5 кВ, а нижний предел которых определяется условиями статической устойчивости и возможностью устройств регулирования напряжения и равен 96,6 кВ.

Устойчивость режима – это способность энергосистемы сохранять нормальные значения параметров в узловых точках сети при внезапных случайных возмущениях режима. Различают статическую и динамическую устойчивость. Первая – это устойчивость при малых возмущениях, а вторая – при больших.

Имитация аварийного отключения цепи воздушной линии позволяет проверить энергосистему на динамическую устойчивость.

При отключении цепи наиболее загруженного участка 1-3 на интервалах 1 и 3, напряжения во всех узлах, кроме узлов станции, изменяются мало, что говорит о высокой динамической устойчивости системы.

При отключении цепи на участке Б-3 при дневном максимуме нагрузок (интервал 2), изменяются напряжения во всех узлах, что может привести к необходимости переключения отпайки РПН и снижения коэффициента трансформации для повышения напряжения на стороне НН всех трансформаторов.

6.4. Выбор устройств регулирования

Рассмотрим повышающие трансформаторы подстанции 3 типа ТРДН-32000/110. Они оснащены устройством РПН ±9×1,78 %, изменение положения которого возможно под напряжением. Произведём выбор отпайки РПН для самого нагруженного интервала 2.

Примем желаемое напряжение несколько меньшим наибольшего допустимого в 12 кВ и равным $U_{2ж} = 10,5$ кВ. Трансформируемое напряжение $U_2^{'} = 109,3$ кВ (табл. 50).

Расчётное ответвление обмотки ВН:

$$U_{ОТВ}^{Р} = \frac{U_2^{'} \cdot U_{НН}}{U_{2ж}} = \frac{109,3 \cdot 11,0}{10,5} = 114,5 \text{ кВ}. \quad (6.4.1)$$

Номер ответвления:

$$n = \frac{U_{ОТВ}^{Р} - U_{ВН}}{\frac{\Delta k_T}{100\%} \cdot U_{ВН}} = \frac{114,5 - 115,0}{\frac{2,5\%}{100\%} \cdot 115,0} = 0. \quad (6.4.2)$$

Определим напряжение стандартного ответвления РПН:

$$U_{ОТВ}^{НОМ} = U_{ВН} \cdot \left(1 + n \cdot \frac{\Delta k_T}{100}\right) = 115,0 \cdot \left(1 + 0 \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 115,0 \text{ кВ}. \quad (6.4.3)$$

При установке данного ответвления напряжение $U_2^{'}$ трансформируется до значения действительного напряжения:

$$U_{2д} = \frac{U_2^{'} \cdot U_{НН}}{U_{ОТВ}^{НОМ}} = \frac{109,3 \cdot 10,5}{115,0} = 10,45 \text{ кВ}. \quad (6.4.4)$$

Отклонение от желаемого напряжения не должно быть больше половины способности регулирования устройства РПН, равного 1,25 % и определяется:

$$\delta U = \frac{\left|U_{2д} - U_{2ж}\right|}{U_{2ж}} \cdot 100\% = \frac{\left|10,45 - 10,5\right|}{10,5} \cdot 100\% = 0,43 \leq 0,89 \text{ %}. \quad (6.4.5)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{ОТВ}^{НОМ}}{U_{НН}} = \frac{115,0}{11,0} = 10,45 \text{ о.е.} \quad (6.4.6)$$

Сгруппируем аналогичный расчёт коэффициентов трансформации для трансформаторов в таблицу 51, учитывая для них устройства РПН с пределами регулирования ±9×1,78 %:

Таблица 51. Расчёт коэффициентов трансформации для 2 интервала постоянства

ПС	Режим	$U_2^{'}$, кВ	$U_{ж}$, кВ	$U_{ОТВ}^{Р}$, кВ	n	$U_{ОТВ}^{НОМ}$, кВ	$U_{2д}$, кВ	δU, %	$k_Т$, о.е.
2	Норм.	106,3	10,5	111,4	-2	110,9	10,54	0,41	10,08
	П/ав.	104,2		109,2	-3	108,9	10,53	0,28	9,90
3	Норм.	109,3		114,5	0	115,0	10,45	-0,43	10,45
	П/ав.	107,5		112,6	-1	112,9	10,46	-0,29	10,27
4	Норм.	108,6		113,8	-1	112,9	10,58	0,72	10,27
	П/ав.	106,6		111,7	-2	110,9	10,57	0,69	10,08
5	Норм.	107,0		112,1	-1	112,9	10,42	-0,76	10,27
	П/ав.	107,0		112,1	-1	112,9	10,42	-0,76	10,27

В послеаварийном режиме потребуется переключение отпаек на трансформаторах подстанций 2, 3 и 4.

Произведём аналогичный выбор отпаек РПН трансформаторов на 1 и 3 интервалах постоянства нагрузок. Результаты представлены в таблицах 52 и 53.

Таблица 52. Расчёт коэффициентов трансформации для 1 интервала постоянства

ПС	Режим	$U_2^{'}$, кВ	$U_{ж}$, кВ	$U_{ОТВ}^{Р}$, кВ	n	$U_{ОТВ}^{НОМ}$, кВ	$U_{2д}$, кВ	δU, %	$k_Т$, о.е.
2	Норм.	108,9	10,5	114,1	0	115,0	10,42	-0,79	10,45
	П/ав.	107,7		112,8	-1	112,9	10,49	-0,11	10,27
3	Норм.	110,8		116,1	1	117,0	10,41	-0,82	10,64
	П/ав.	109,6		114,8	0	115,0	10,48	-0,15	10,45
4	Норм.	110,6		115,9	0	115,0	10,58	0,75	10,45
	П/ав.	109,4		114,6	0	115,0	10,46	-0,34	10,45
5	Норм.	109,1		114,3	0	115,0	10,44	-0,61	10,45
	П/ав.	109,1		114,3	0	115,0	10,44	-0,61	10,45

В послеаварийном режиме для поддержания желаемого напряжения на подстанции 2 и 3 потребуется переключение отпаек РПН.

Таблица 53. Расчёт коэффициентов трансформации для 3 интервала постоянства

ПС	Режим	$U_2^{'}$, кВ	$U_{ж}$, кВ	$U_{ОТВ}^{Р}$, кВ	n	$U_{ОТВ}^{НОМ}$, кВ	$U_{2д}$, кВ	δU, %	$k_Т$, о.е.
2	Норм.	108,4	10,5	113,6	-1	112,9	10,56	0,54	10,27
	П/ав.	107,0		112,1	-1	112,9	10,42	-0,76	10,27
3	Норм.	110,5		115,8	0	115,0	10,57	0,66	10,45
	П/ав.	109,2		114,4	0	115,0	10,44	-0,52	10,45
4	Норм.	110,4		115,6	0	115,0	10,56	0,57	10,45
	П/ав.	109,0		114,2	0	115,0	10,43	0,70	10,45
5	Норм.	109,1		114,3	0	115,0	10,44	-0,61	10,45
	П/ав.	109,1		114,3	0	115,0	10,44	-0,61	10,45

В послеаварийном режиме не потребуется переключение отпаек РПН.

Для наглядности: величины трансформируемых напряжений на стороне 110 кВ, величины действительных напряжений в узлах на сторонах 10 кВ, а также положения отпаек РПН объединим и представим в виде единой диаграммы напряжений и положений РПН на рисунке 26.

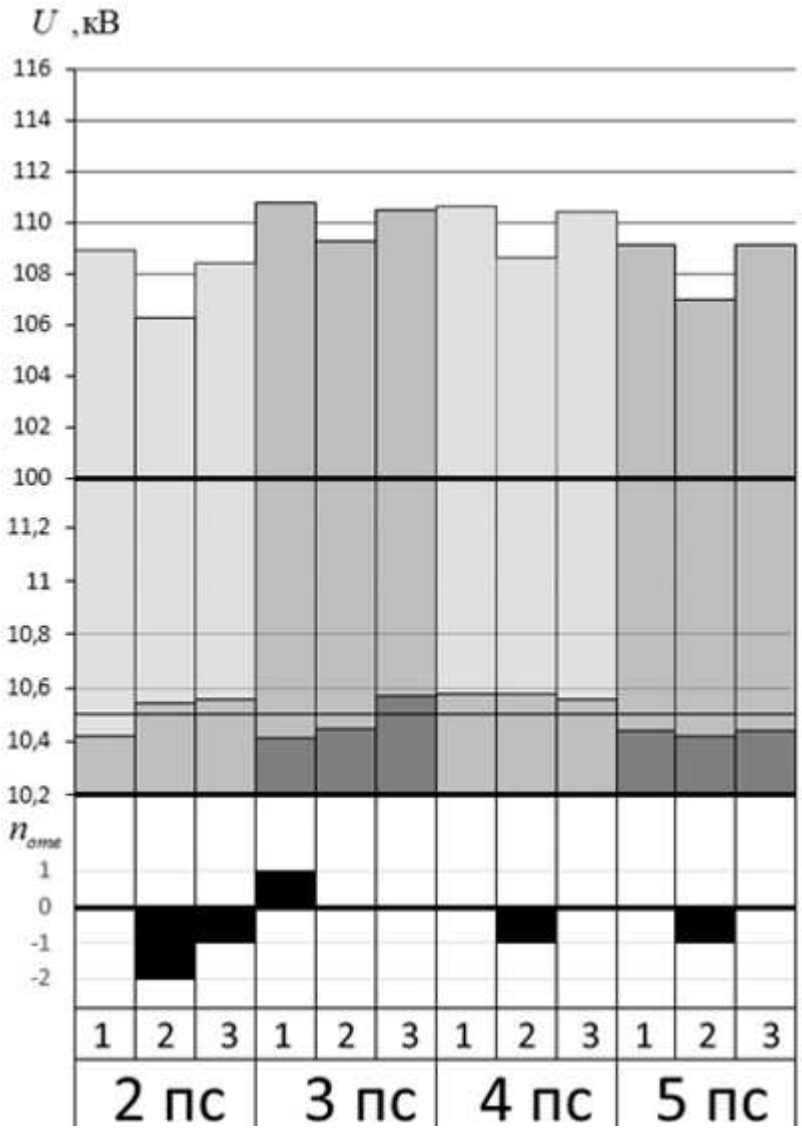


Рисунок 26. Диаграммы напряжений в узлах и положений РПН в нормальном режиме

На диаграмме в верхней части показаны уровни напряжений на подстанциях на стороне ВН 110 кВ. В средней части уровни напряжения на стороне НН 10 кВ и желаемое значение 10,5 кВ. В нижней части положение отпайки регулирующего устройства. Все величины приведены, соответственно, для 1, 2 и 3 интервалов постоянства нагрузок.

Переключение отпаек РПН на всех подстанциях на суточном интервале производится 9 раз.

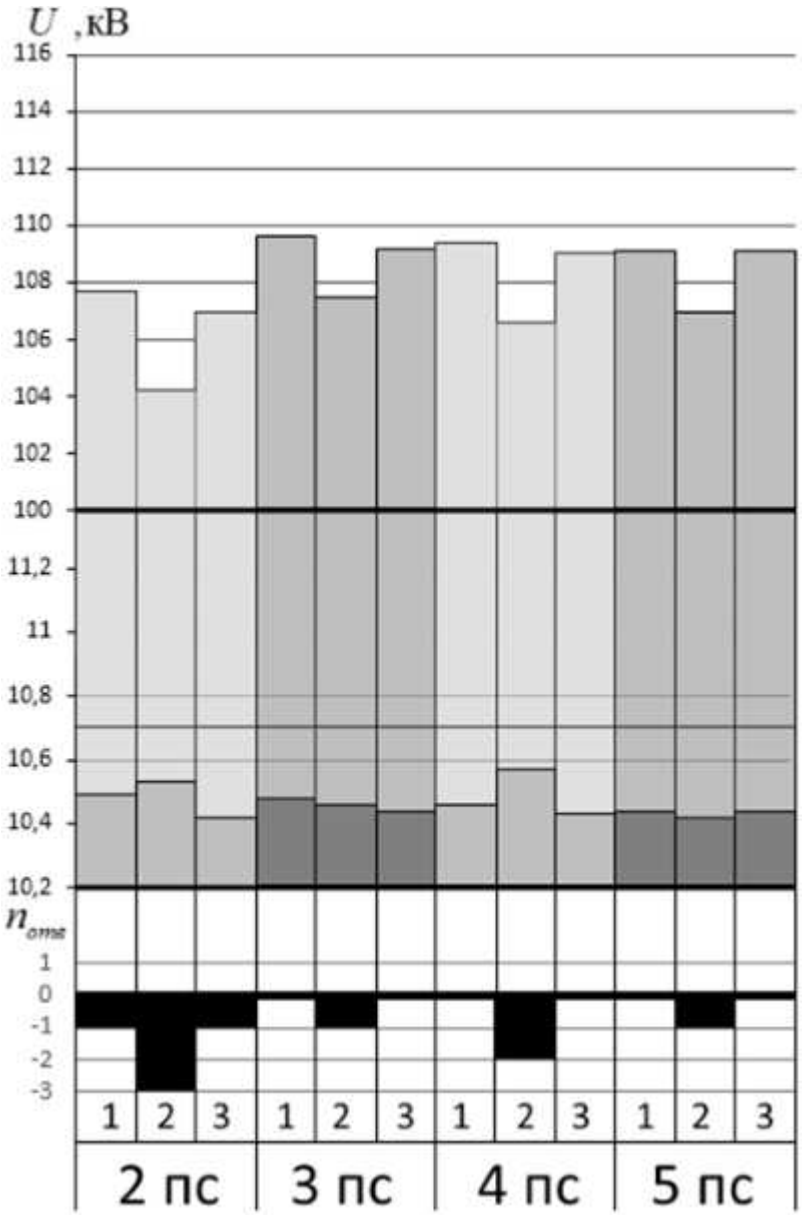


Рисунок 27. Диаграммы напряжений в узлах и положений РПН в послеаварийном режиме

6.5. Определение потерь электроэнергии

Суточные графики нагрузок, определённые в главе 5, при расчёте потерь электроэнергии позволяют применить подход, основанный на расчёте характерных режимов, когда в пределах контрольных суток выделено до четырёх интервала постоянства нагрузок. Тогда при переходе к более простым модификациям метода характерных режимов потери электроэнергии за интервал времени T, на который распространяются замеры выбранных суток определяют по выражению:

$$\Delta Э = \sum_{i=1}^{K} \Delta P_i \cdot t_i , \qquad (6.5.1)$$

где ΔP_i – суммарные потери мощности на i-м интервале;

Δt_i – продолжительность i-го интервала в пределах суток (табл. 46);

K – число выбранных характерных режимов.

Суммарные потери мощности определяются из результатов расчёта установившего режима на интервалах постоянства нагрузок, приведённых в приложениях Б, В, Г.

Тогда для интервала 1 суммарные потери мощности ΔP_1 равны 1,18 МВт; для интервала 2 – ΔP_2 = 1,85 МВт; для интервала 3 - ΔP_3 = 1,26 МВт. Потери электроэнергии определяются по выражению:

$$\begin{aligned} \Delta Э_{сут} &= \Delta P_1 \cdot t_1 + \Delta P_2 \cdot t_2 + \Delta P_3 \cdot t_3 = \\ &= 1,46 \cdot 6 + 2,13 \cdot 14 + 1,54 \cdot 4 = 44,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned} \qquad (6.5.2)$$

В годовом разрезе потери электроэнергии:

$$\Delta Э_{год} = \Delta Э_{сут} \cdot 365 = 44,8 \cdot 365 = 16352 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \qquad (6.5.3)$$

7. Оптимизация установившегося режима

7.1. Математическая постановка задачи оптимизации режимов

Стоимость потерь электроэнергии в год в спроектированной сети составляет 54 млн руб. При этом составляющая стоимости потерь электроэнергии в стоимости эксплуатации энергосистемы имеет большой удельный вес – 25 %. Величина потерь электроэнергии является показателем рациональности построения и качества эксплуатации сети. То есть они являются важным показателем экономичности работы сети.

Одной из практических задач оптимизации режимов работы ЭЭС является задача определения оптимального режима работы, который характеризуется мини-

мумом потерь электроэнергии. Целью данной задачи является определение зависимых и независимых параметров режима, которые удовлетворяют системе уравнений установившегося режима работы сети, техническим ограничениям на контролируемые величины, и при которых целевая функция оптимизации равна наименьшему значению.

В качестве целевой функции, в данном случаем, будем использовать выражение потерь электроэнергии:

$$\Delta Э_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{d} \Delta Э_i = \sum_{i=1}^{d} \Delta P_i \cdot \Delta t_i , \tag{7.1.1}$$

где суммарные потери активной мощности, определяемые по критерию минимума потерь активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma i} = \sum_{j=1}^{m} \Delta P_i = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^{n+1} \sum_{j=1}^{n+1} \Delta P_{ij} , \tag{7.1.2}$$

где потери активной мощности в отдельной ветви, показывающие их связь с узловыми значениями напряжений:

$$\begin{gathered} \Delta P_{ij} = 3 \cdot I_{к}^2 \cdot R_{к} = \\ = \Delta U_{ij} \cdot g_{ij} = \left[V_i^2 + V_i^2 - 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos\left(\delta_i - \delta_j\right) \right] \cdot g_{ij} = \\ = \left[\left(U_i^{'} - U_j^{'}\right)^2 + \left(U_i^{''} - U_j^{''}\right)^2 \right] \cdot g_{ij}. \end{gathered} \tag{7.1.3}$$

Другими словами, необходимо найти оптимальный установившийся режим работы сети, при котором достигается минимум целевой функции потерь электроэнергии:

$$\Delta Э_{\Sigma}\left(U\right) \to \min, \tag{7.1.4}$$

Данная задача представляет собой задачу математического программирования, решение которой выполняется с учётом балансовых ограничений [3, с. 367]:

$$\omega_{S_i} = U_i^2 \cdot \underline{Y}_{ij} - \overset{*}{U}_i \cdot \sum_{i=1, j \neq i}^{n} \underline{Y}_{ij} \cdot \dot{U}_j - \underline{S}_i = 0, \; i = \overline{1,n} , \tag{7.1.5}$$

выполняемых на каждом шаге алгоритма в результате расчёта УР и, соответственно, решения (балансирования) уравнения.

Если во всех n – узлах заданы активные и реактивные нагрузки, то для ЭС трёхфазного переменного тока имеем систему n линейных уравнений узловых напряжений с комплексными коэффициентами, представляемых в форме баланса активной и реактивной мощностей:

$$\omega_{P_i} = U_i^2 \cdot Y_{ij} \cdot \sin\alpha_{ij} - U_i \cdot \sum_{i=1, j\neq i}^{n} Y_{ij} \cdot U_j \cdot \sin\left(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}\right) - P_i = 0; \quad (7.1.6)$$

$$\omega_{Q_i} = U_i^2 \cdot Y_{ij} \cdot \cos\alpha_{ij} - U_i \cdot \sum_{i=1, j\neq i}^{n} Y_{ij} \cdot U_j \cdot \cos\left(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}\right) - Q_i = 0, \quad (7.1.7)$$

где $\underline{Y}_{ij}$ – матрица собственных и взаимных проводимостей узлов с комплексными элементами;

$\dot{U}_j$ - фазное напряжение j-го узла;

$\overset{*}{U}_i$ - сопряжённый комплекс узлового напряжения;

δ – фаза напряжения узла, по отношению к напряжению БУ.

На каждом этапе оптимального алгоритма учитываются ограничения для генераторного узла, связанные с располагаемой реактивной мощностью

$$Q_i^{\min} \le Q_i \le Q_i^{\max}. \quad (7.1.8)$$

А для центров питания, с возможностью независимого воздействия на напряжение, устанавливаются графики желательных V_i и предельно допустимых уровней напряжения $U_i^{нм}$ (минимального) и $U_i^{нб}$ (максимального). Причём для n-го количества узлов должны выполняться неравенства:

$$U_i^{нм} \le V_i \le U_i^{нб}, \; i = \overline{1,n}. \quad (7.1.9)$$

и для регулирующих трансформаторов:

$$k_{T_i}^{нм} \le k_{T_i} \le k_{T_i}^{нб}, \; i = \overline{1,T}. \quad (7.1.10)$$

Процедура учёта ограничений (7.1.8)-(7.1.10) реализуется на каждом шаге данного метода с закреплением на предельных значениях нарушающих пределы регулируемых (контролируемых) параметров (7.1.8)-(7.1.10).

7.2. Математическая постановка задачи поиска минимума потерь мощности

Потери мощности определяются методом покоординатной оптимизации по выражению:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i. \qquad (7.2.1)$$

Основная идея метода следующая. Пусть имеются независимые параметры x_1 и x_2 и задана функция $\varphi(x_1, x_2)$. Требуется найти такие оптимальные x_1^P и x_2^P, при которых φ – min. Для отыскания координат точки, в которых φ – min, принимаем в качестве начального приближения какую-либо точку 0 (x_1^0, x_2^0) при $\varphi = \varphi^0$. Затем фиксируем значение x_2^0 и путём изменения x_1 найдём точку с координатами x_1^0, x_2^0 , для которой φ меньше всех других координат при $x_2^0 = const$. Переход из точки 0 в точку 1- это шаг по координате x_1. Теперь фиксируем $x_1 = const$ и путём изменения x_2 найдём точку 2, для которой φ меньше всех других на $x_1^0 = const$. Переходим из 1 в 2. Дальнейшие шаги аналогичны. Характерной чертой метода является поиск наименьшего значения φ с помощью шагов отдельно по каждой координате при фиксированном значении другой координаты. По мере приближения к точке P разница δ^m для двух соседних шагов m и m+1 постепенно уменьшается. Поиск можно считать законченным, если модуль допустимой погрешности определения $|\delta^m| \le \varepsilon$.

Соответствующие x_1^{m+1} и x_2^{m+1} принимаются в качестве искомых x_1^P и x_2^P [19]. Иллюстрация описанного метода покоординатной оптимизации приведена на рисунке 28.

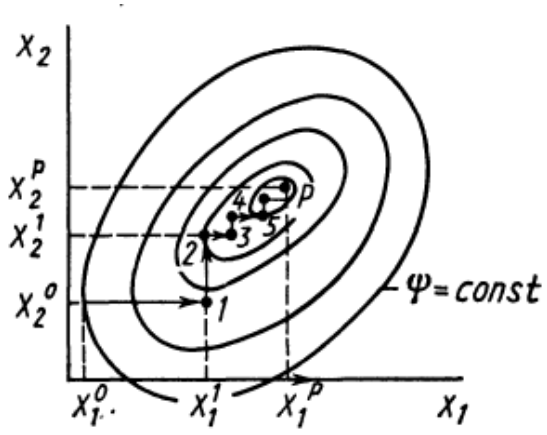


Рисунок 28. Иллюстрация метода покоординатной оптимизации

В качестве координат при решении задачи поиска минимума потерь мощности принимаются напряжения станции и балансирующего узла. Для этого узел 1 принимается в качестве опорного генерирующего узла типа P_1, $U_1 = const.$ с располагаемой реактивной мощностью в пределах $Q_{\min} = 0$ и $Q_{\max} = 28{,}4$ Мвар. Задача поиска минимума потерь мощности формируется следующим образом:

$$\Delta P(U\ ) = \Delta P(U_1, U_Б) \to \min, \qquad (7.2.2)$$

$$U_{i\min} \le U_i\ \le U_{i\max}. \qquad (7.2.3)$$

Эффективность данного управления режимом будет определяться снижением потерь активной мощности:

$$\delta\Delta P\ = \delta\Delta P_н\ - \delta\Delta P_x\ , \qquad (7.2.4)$$

где $\delta\Delta P_н$ – снижение нагрузочных потерь;

$\delta\Delta P_x$ – увеличение потерь холостого хода.

7.3. Определение оптимального уровня напряжений в узлах районной сети

Применим метод покоординатной оптимизации для расчёта оптимального напряжения в узлах сети. Процедура оптимизации начинается с расчёта исходного режима сети, по результатам которого определяются суммарные потери мощности на каждом интервале постоянства [19]. Данный расчёт уже произведён в главе 6.

Затем произвольно меняем значение напряжения одного из узлов, при неизменном значении напряжения второго узла. На основании нового расчёта режима находим потери активной мощности. Если по сравнению с исходным они снизались, то на следующем шаге продолжаем изменение напряжения того же источника. Повторяем эту операцию, пока потери активной мощности не начнут расти, либо изменяемое напряжение не окажется предельно допустимым. В этом случае фиксируем полученное значение напряжения и переходим к следующему источнику. Фиксация предыдущего значения напряжения осуществляют, пока не нарушится одно из условий. Обходы заканчиваются в том случае, когда суммарные потери (i+1)-го и i-го расчётов отличаются не более чем на заданную точность расчётов δP равные 0,01 МВт.

Результаты оптимизации напряжения в узлах на 1 интервале постоянства нагрузок представлены в таблице 54. В таблице 54: $n_{внеш}$ – номер шага во внешнем цикле оптимизации; $n_{внутр}$ – номер шага во внутреннем цикле оптимизации; U_1 – напряжение на станции 1, кВ; $U_{БУ}$ – напряжение в балансирующем узле, кВ; $\Delta P_н$ – нагрузочные потери в элементах сети, МВт; $\Delta P_х$ – потери холостого хода в трансформаторах, МВт; ΔP – суммарные потери активной мощности, МВт.

Таблица 54. Процесс оптимизации уровня напряжения в узлах на 1 интервале

$n_{внеш}$	$n_{внутр}$	U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ	$\Delta P_н$, МВт	$\Delta P_х$, МВт	ΔP, МВт	Примечание
		110-126	110-126				
I	1	120	115	1,20	0,28	1,47	
	2	121	115	1,22	0,28	1,50	
	3	119	115	1,18	0,28	1,46	Оптимальное U_1
	4	118	115	1,19	0,28	1,47	
	5	119	116	1,17	0,28	1,45	
	6	119	117	1,16	0,29	1,45	Оптимальный на I
	7	119	118	1,17	0,29	1,46	
II	1	118	117	1,19	0,29	1,48	
	2	120	117	1,14	0,29	1,43	Оптимальный на II

Окончание таблицы 54

	3	121	117	1,14	0,29	1,43	
	4	120	118	1,14	0,29	1,43	
	5	120	116	1,16	0,29	1,45	

В качестве исходного принимаем режим, рассчитанный в главе 6 (приложение Б), при котором напряжение на БУ равно 115 кВ, а на станции 120 кВ. Суммарные потери равны 1,47 МВт. Фиксируя напряжение в БУ на уровне 115 кВ и увеличивая на станции получаем повышение потерь мощности. Далее, уменьшая напряжение на станции получаем минимальные потери при 119 кВ на 3 шаге. Зафиксируем напряжение на станции 1 на уровне, изменяя теперь на БУ. Увеличивая напряжение от 115 до 118 кВ выявляем оптимальное на уровне 117. На I внешнем цикле оптимальный режим получается при U_1 равном 119 кВ, а $U_{БУ}$ равном 117 кВ.

На II внешнем цикле при зафиксированном напряжении в БУ в 117 кВ при уменьшении напряжения на станции потери увеличиваются. А при увеличении определяется оптимальный режим при напряжении на станции равном 120 кВ. Фиксируем данное напряжение на станции. Далее увеличение и уменьшение уровня напряжения в БУ приводит к увеличению потерь мощности.

В ходе оптимизации на 1 интервале постоянства нагрузок определён оптимальный режим напряжений: на станции 120 кВ, а в БУ 117 кВ.

Определим оптимальные уровни напряжений на оставшихся интервалах постоянства нагрузок. Результаты представлены в таблицах 55 и 56.

Таблица 55. Процесс оптимизации уровня напряжения в узлах на 2 интервале

$n_{внеш}$	$n_{внутр}$	U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ	$\Delta P_н$, МВт	$\Delta P_х$, МВт	ΔP, МВт	Примечание
		110-126	110-126				
I	1	119	115	1,86	0,28	2,14	
	2	120	115	1,85	0,28	2,13	Оптимальное U_1
	3	121	115	1,86	0,28	2,14	
	4	120	116	1,82	0,28	2,10	
	5	120	117	1,80	0,29	2,09	

Окончание таблицы 55

	6	120	118	1,79	0,29	2,08	Оптимальный на I
	7	120	119	1,79	0,30	2,09	
II	1	121	118	1,76	0,29	2,05	
	2	122	118	1,75	0,29	2,04	Оптимальное U_1
	3	123	118	1,75	0,29	2,04	
	4	122	119	1,73	0,30	2,03	
	5	122	120	1,72	0,30	2,02	Оптимальный на II
	6	122	121	1,72	0,31	2,03	

В ходе оптимизации на 2 интервале постоянства нагрузок определён оптимальный режим напряжений: на станции 122 кВ, а в БУ 120 кВ.

Таблица 56. Процесс оптимизации уровня напряжения в узлах на 3 интервале

$n_{внеш}$	$n_{внутр}$	U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ	$\Delta P_н$, МВт	$\Delta P_х$, МВт	ΔP, МВт	Примечание
		110-126	110-126				
I	1	120	115	1,26	0,28	1,54	Оптимальное U_1
	2	121	115	1,28	0,28	1,56	
	3	119	115	1,26	0,28	1,54	
	4	120	116	1,23	0,29	1,52	
	5	120	117	1,22	0,29	1,51	Оптимальный на I
	6	120	118	1,22	0,29	1,51	
II	1	121	117	1,21	0,29	1,50	Оптимальное U_1
	2	122	117	1,22	0,29	1,51	
	3	121	118	1,20	0,29	1,49	Оптимальный на II
	4	121	119	1,19	0,30	1,49	

В ходе оптимизации на 3 интервале постоянства нагрузок определён оптимальный режим напряжений: на станции 121 кВ, а в БУ 118 кВ.

В процессе оптимизации станция задавалась узлом, балансирующим по реактивной мощности, поэтому требуется провести проверку возможности выдачи станцией рассчитанной величины реактивной мощности в оптимальных режимах на каждом интервале. В таблицах И.9, К.12, Л.9 указана расчётная выдаваемая мощность на станции по узлу 10. Она должна быть меньше заданной в исходных данных мощности 28,4 Мвар. Сравнение приведено в таблице 57.

Таблица 57. Мощность станции по интервалам

Интервал	P, МВт	Q, Мвар
1	50,0	20,0
2	50,0	18,6
3	50,0	20,6

По результатам сравнения делается вывод, что все режимы допустимы.

7.4. Определение экономического эффекта от оптимизации

Экономический эффект от оптимизации определяется суммой сэкономленных денежных средств на издержки от снижения потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии на каждом интервале в оптимизированном варианте сети определяются аналогично пункту 6.5. и приведены в таблице 58.

Таблица 58. Потери электроэнергии

Интервал	Δt, ч	$\Delta P_{исх}$, МВт	$\Delta P_{опт}$, МВт	$\Delta Э_{исх}$, МВт·ч	$\Delta Э_{опт}$, МВт·ч
1	6	1,46	1,43	8,76	8,58
2	14	2,13	2,02	29,82	28,28
3	4	1,54	1,49	6,16	5,96
Суммарно	24	-	-	44,8	42,8

Величина сэкономленных денежных средств в годовом выражении определяется по формуле:

$$И_{экон} = \beta \cdot \left(\Delta Э_{исх} - \Delta Э_{опт} \right) \cdot 10^3 \cdot 365 = 1,2 \cdot \left(44,8 - 42,8 \right) \cdot 10^3 \cdot 365 = 876 \text{ тыс.руб.} \quad (7.4.1)$$

где β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии равная 1,2 руб./кВт·ч в энергосистеме Сибири [3, с.609].

Итого за год экономия составляет 876 тыс.руб.

7.5. Выбор устройств регулирования

Выбор положения переключателей устройств регулирования трансформаторов в оптимизированном варианте осуществляется аналогично пункту 6.4. В качестве исходных данных принимаются рассчитанные в таблицах И.9, К.12, Л.9. Результаты расчётов положения переключателей представлены в таблицах 59, 60, 61.

Таблица 59. Расчёт коэффициентов трансформации для 1 интервала постоянства

ПС	Режим	$U_2^{'}$, кВ	$U_{ж}$, кВ	$U_{ОТВ}^{Р}$, кВ	n	$U_{ОТВ}^{НОМ}$, кВ	$U_{2д}$, кВ	δU, %	k_T, о.е.
2	Норм.	111,5	10,5	116,0	0	115,0	10,59	0,85	10,45
3	Норм.	114,5		118,0	1	117,0	10,58	0,78	10,64
4	Норм.	113,6		117,8	1	117,0	10,56	0,60	10,64
5	Норм.	112,4		116,5	1	117,0	10,45	0,47	10,64

Таблица 60. Расчёт коэффициентов трансформации для 2 интервала постоянства

ПС	Режим	$U_2^{'}$, кВ	$U_{ж}$, кВ	$U_{ОТВ}^{Р}$, кВ	n	$U_{ОТВ}^{НОМ}$, кВ	$U_{2д}$, кВ	δU, %	k_T, о.е.
2	Норм.	110,7	10,5	116,8	1	117,0	10,48	0,20	10,64
3	Норм.	112,6		120,0	2	119,1	10,58	0,72	10,83
4	Норм.	112,4		119,0	2	119,1	10,49	0,07	10,83
5	Норм.	111,2		117,7	1	117,0	10,56	0,60	10,64

Таблица 61. Расчёт коэффициентов трансформации для 3 интервала постоянства

ПС	Режим	$U_2^{'}$, кВ	$U_{ж}$, кВ	$U_{ОТВ}^{Р}$, кВ	n	$U_{ОТВ}^{НОМ}$, кВ	$U_{2д}$, кВ	δU, %	$k_Т$, о.е.
2	Норм.	111,4	10,5	116,7	1	117,0	10,47	0,29	10,64
3	Норм.	113,4		118,8	2	119,0	10,47	0,25	10,83
4	Норм.	113,3		118,7	2	119,0	10,47	0,33	10,83
5	Норм.	112,2		117,5	1	117,0	10,54	0,42	10,64

Сводная диаграмма результатов расчёта оптимального установившегося режима представлена на рисунке 29.

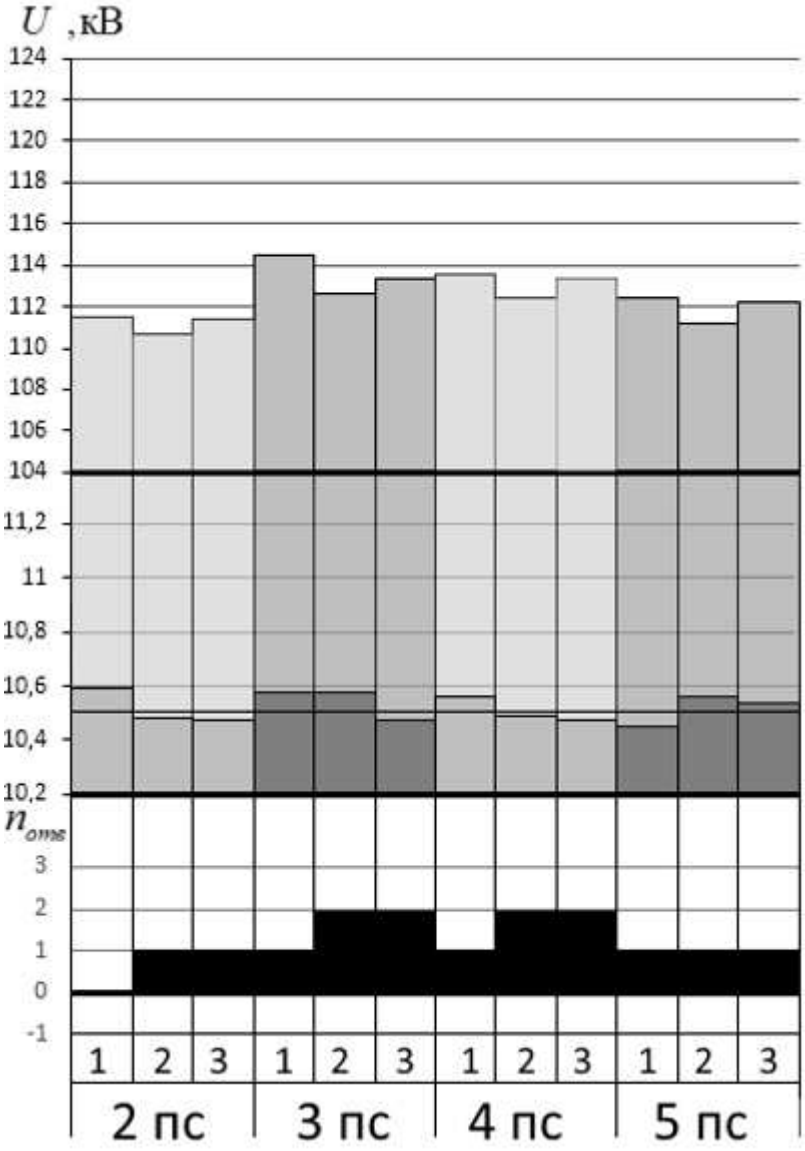


Рисунок 29. Диаграммы напряжений в узлах и положений РПН в нормальном режиме после оптимизации

Оптимизация уровней напряжения значительно улучшила режим электроэнергетической сети. Для подстанции 1 изменилось положение переключателя с крайнего положение в среднее, что позволит изменять напряжение в значительно большем диапазоне. Для остальных подстанций суммарное количество дневных переключений РПН снизилось с девяти раз до шести, что положительно сказывается на надёжности регулирующих устройств.

7.6. Графическая интерпретация метода оптимизации режима

Определение рельефа функции удобно рассмотреть на примере функции двух переменных $z=f(x,y)$. Эта функция описывает некоторую поверхность в трёхмерном пространстве с координатами x,y,z. Тогда задача поиска минимума целевой функции $f(x,y)\rightarrow\min$ означает поиск низшей точки этой поверхности [20, с.21].

Изобразим рельеф этой поверхности линиями равного уровня. Проведём равноотстоящие плоскости $z=\text{const}$ и найдём линии их пересечения с поверхностью $f(x,y)$. Проекция этих линий на плоскость и называют линиями равного уровня. Направления убывания функции уже определено в пункте 7.3 при оптимизации режима.

Для поиска линий равных потерь мощности воспользуемся программой «REGIM». Рассмотрим поиск уровня потерь равного 2,10 МВт на 2 интервале постоянства нагрузок (табл. 55). Тогда функция рельефа примет вид $f(U_1,U_{БУ})$=2,10 МВт. Из результатов расчёта (табл. 55) уже имеется координата (120:116). Увеличим напряжение U_1 до 121 кВ методом перебора определяем, что для обеспечения потерь в 2,10 МВт необходимо поддерживать $U_{БУ}$ равным 115,8 кВ. Продолжая увеличивать U_1 до 122 кВ, определим $U_{БУ}$ равное 116,2 кВ. Продолжаем поиск линии равного уровня потерь до максимально установленного в узле БУ напряжения 121 кВ. Для лучшего представления графической интерпретации выполним также поиск соседних линий равного уровня, равных 2,05 МВт, 2,03 МВт и 1,98 МВт. Результаты представлены в таблице 62.

Таблица 62. Определение рельефа функции потерь

ΔP = 2,10 МВт		ΔP = 2,05 МВт		ΔP = 2,03 МВт		ΔP = 1,98 МВт	
U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ	U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ	U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ	U_1, кВ	$U_{БУ}$, кВ
130,4	121,0	129,4	121,0	128,9	121,0	123,7	122,0
127,4	119,0	126,0	119,0	127,3	120,0	123,6	121,5
124,0	117,0	125,2	118,5	125,0	118,9	123,5	121,0
123,0	116,5	123,0	117,8	124,0	118,6	123,5	120,5
122,0	116,2	122,5	117,5	123,5	118,5	124,0	120,0
121,0	115,8	121,8	117,5	122,8	118,5	125,0	120,2
120,0	116,0	121,0	118,0	122,2	118,8	126,6	120,5
119,5	117,0	121,3	119,0	122,0	119,0	127,5	121,0
119,3	118,0	121,2	120,0	121,7	120,0	-	-
119,6	119,0	121,7	121,0	122,1	121,0	-	-
120,0	120,0	122,0	122,0	122,3	122,0	-	-
121,0	122,0	-	-	-	-	-	-

Тогда построив рельеф функции потерь по таблице 65, иллюстрация метода покоординатной оптимизации для 2 интервала постоянства нагрузок примет вид на рисунке 30.

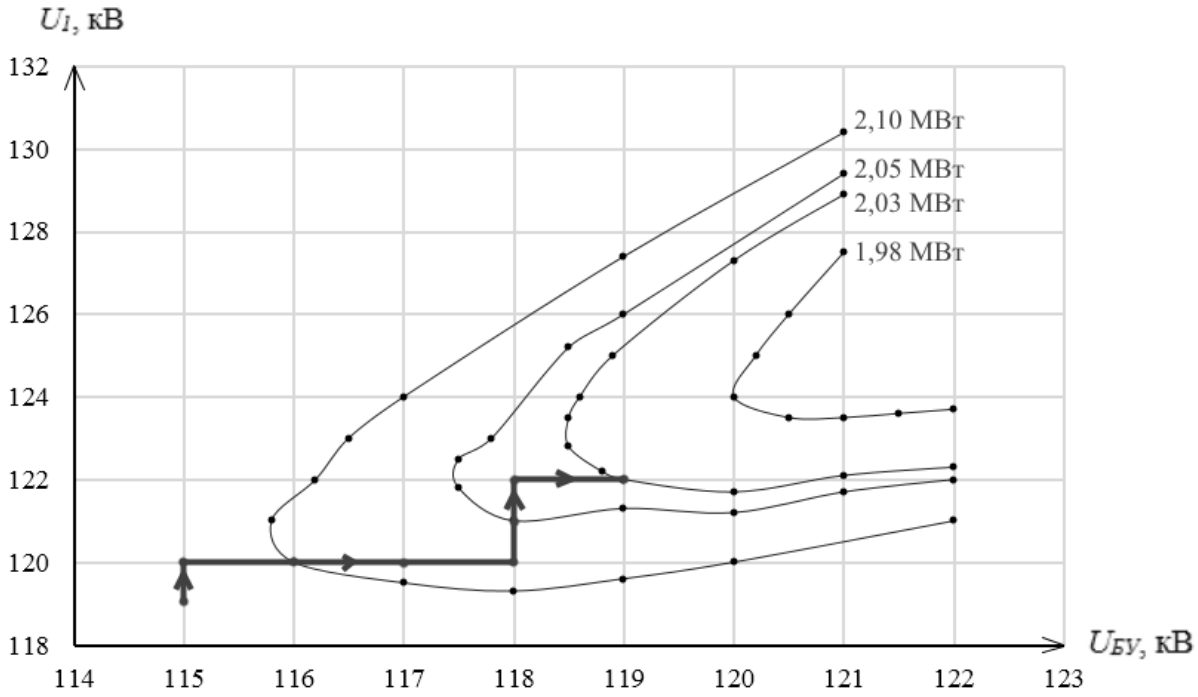


Рисунок 30. Графическая интерпретация метода покоординатной оптимизации

8. Определение дополнительных технико-экономических показателей спроектированной сети

Себестоимость передачи электроэнергии – это приведённые затраты, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии. Данный показатель характеризует лишь передачу электроэнергии по сети ВН, не учитывая себестоимость распределения электроэнергии по сетям НН. Параметр зависит от эксплуатационных расходов по содержанию и ремонту линий электропередач и подстанций и от стоимости потерь электроэнергии. В общем случае себестоимость передачи электроэнергии определяется по выражению:

$$C = \frac{И_{\Sigma} \cdot 10^3}{P_{ПС} \cdot T_{\max}} = \frac{230 \cdot 10^3}{136,0 \cdot 4400} = 0,384 \ \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, \qquad (8.1.1)$$

где $И_{\Sigma}$ - суммарные годовые издержки на передачу электроэнергии для варианта 1.2 (табл. 30), млн руб.;

$P_{ПС}$ - суммарная полезная мощность, отдаваемая потребителям (1.1.2), МВт.

Потреблённая электроэнергия в узлах спроектированной сети:

$$Э = P_{ПС} \cdot T_{\max} = 136,0 \cdot 4400 = 598 \cdot 10^3 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}. \qquad (8.1.2)$$

Электроэнергия, отпущенная в сеть балансирующим узлом, зависит от отпущенной им за сутки электроэнергии, определяемой по методу характерных режимов аналогично (6.5.1):

$$Э_{сут}^{БУ} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 = \\ = 49,9 \cdot 6 + 76,2 \cdot 14 + 53,3 \cdot 4 = 1579 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}. \qquad (8.1.3)$$

где P_1, P_2, P_3 – мощность балансирующего узла на 1, 2 и 3 интервалах постоянства нагрузок, определённая в таблицах И.9, К.12, Л.9, МВт.

t_1, t_2, t_3 – длительность интервалов постоянства в разрезе суток, ч.

Тогда годовая выработка электроэнергии БУ:

$$Э_{ОПП}^{БУ} = Э_{сут}^{БУ} \cdot 365 = 576 \cdot 10^3 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}. \qquad (8.1.4)$$

Для остальных узлов годовая выработка определяется аналогичным образом и приведена в таблице 63.

Таблица 63. Электроэнергия узлов

Интервал	Ст. 1	ПС 2	ПС 3	ПС 4	ПС 5	БУ
1	50,0	21	32,5	23	22	49,9
2	50,0	27,7	37,2	30,5	28,8	76,2
3	50,0	22,4	33,9	23,5	22	53,3
Электроэнергия за сутки $Э_{сут}$, МВт·ч	1200	603	851	659	623	1579
Электроэнергия за год $Э_{год}$, МВт·ч·10^3	438	220	311	240	227	576

Генерация электроэнергии составляет:

$$Э_{ОТП} = Э_{год}^{Ст1} + Э_{год}^{БУ} = 438 \cdot 10^3 + 576 \cdot 10^3 = 1014 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (8.1.5)$$

Потребление электроэнергии:

$$Э_{ПОТР} = Э_{год}^{ПС2} + Э_{год}^{ПС3} + Э_{год}^{ПС4} + Э_{год}^{ПС5} = \\ = (220 + 311 + 240 + 227) \cdot 10^3 = 998 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (8.1.6)$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta Э = Э_{ОТП} - Э_{ПОТР} = 1014 \cdot 10^3 - 998 \cdot 10^3 = 16 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (8.1.7)$$

Доля потерь от отпуска электроэнергии:

$$\varepsilon = \frac{\Delta Э}{Э_{ОТП}} \cdot 100\% = \frac{16}{1014} \cdot 100\% = 1,58\ \%. \quad (8.1.8)$$

КПД спроектированной сети:

$$\eta = (1 - \varepsilon_*) \cdot 100\% = (1,0 - 0,0158) \cdot 100\% = 98,4\ \%. \quad (8.1.9)$$

Близкий к 100 % коэффициент полезного действия свидетельствует о высокой эффективности передачи электроэнергии и правильности принятых решений в процессе проектирования электроэнергетической сети.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для расчёта и анализа работы РЭС были обработаны исходные данные для проектирования, использованы инженерные методы расчёта установившихся режимов работы электроэнергетических сетей, а также программно-вычислительный комплекс «REGIM».

Представлены несколько вариантов соединения элементов сети 110 кВ, и выбран один, наиболее эффективный, по технико-экономическим показателям.

Выполнен расчёт и анализ установившегося режима электроэнергетической сети в суточном разрезе нагрузок, а также наиболее тяжёлого послеаварийного режима на ЭВМ. Произведена оптимизация режима для снижения потерь денежных средств.

При проектировании подстанции 4 выбрано основное коммутирующее оборудование, на основе рассчитанных на ЭВМ в программно-вычислительном комплексе «ТКЗ» токов короткого замыкания, что свидетельствует о высокой надёжности оборудования в случае возникновения нештатных ситуаций и возможных аварий.

В процессе оптимизации режима были определены уровни напряжения на питающих узлах, при которых наблюдаются минимальные потери мощности и электроэнергии. Определён экономический эффект от их снижения.

Себестоимость передачи электроэнергии получилась минимальной, а КПД высоким, близким к 100 %, что свидетельствует о правильности принятых в ходе проектирования решений.

Поставленные задачи были решены в полном объёме с рассмотрением всех аспектов в рамках выпускной квалификационной работы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АТ – автотрансформатор

БУ – балансирующий узел

ВН – высшее напряжение

КПД – коэффициент полезного действия

КРУ – комплектное распределительное устройство

КУ – компенсирующие устройства

НН – низшее напряжение

ПС – подстанция

ПУЭ – правила устройства электроустановок

РПН – регулирование под напряжением

РУ – распределительное устройство

РЭС – районная электрическая сеть

Т – трансформатор

ЧДД – чисто дисконтированный доход

ЭВМ – электронно вычислительная машина

ЭП – электропотребитель

ЭС – энергосистема

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1) Герасименко А. А., Таюрский В.М. Проектирование районной электрической системы: метод. Указания по курсовому проектированию / сост. А.А Герасименко, Е.С. Кинев, Л.И. Пилюшенко. – Красноярск: ИПК СФУ, 2008. – 65 с.

2) Конденсаторные установки высокого напряжения регулируемые: техн. информация. // ООО «Электропоставка» [сайт]. Красноярск, 2019. - Режим доступа: http://elektropostavka.ru/kond.

3) Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А.А. Герасименко, В. Т. Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. -808 с.

4) Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 656 с.

5) Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – введ. 25.08.2017. – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 135 с.

6) Стандарт организации: Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 144 с.

7) Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 65 с.

8) Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

9) Инфляционные калькуляторы [сайт]. – 2019. – Режим доступа: http://уровень-инфляции.рф/инфляционные_калькуляторы.aspx

10) Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети: расчёты, анализ, оптимизация режимов работы и проектных решений электрических сетей : учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов на Дону : Феникс, 2018. – 471 с.

11) Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

12) Бобров А. Э. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: Учеб. пособие / А.Э. Бобров, А. М. Дяков, В. Б. Зорин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006 – 127с.

13) Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005. – 448 с.

14) Тольяттинский трансформатор. Номенклатурный каталог [каталог]: каталог продукции // ООО «Тольяттинский трансформатор» - Тольятти, 2016 – Режим доступа: https://energybase.ru/uploads/docs/z51qMwk5EXexjbHMEyHoL3LM2SaZejas.pdf

15) ВТБ-110 (У1, УХЛ1) Выключатель элегазовый баковый // ОАО “Завод электротехнического оборудования» [сайт].- Великие Луки, 2017.- Режим доступа: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/vtb-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-bakovyy

16) КРУ 6-10 кВ «ЭЛТИМА». // АО Электронмаш. [каталог]. - Санкт-Петербург. – Режим доступа: http://www.electronmash.ru/sites/default/files/katalog_kru_eltima_6-10_kv.pdf

17) BB/TEL Вакуумный выключатель: техн. информация. // ООО «Таврида Электрик» [каталог]. – М., 2019 . – Режим доступа: https://tavrida.com/upload/iblock/117/1175b4c83c099ae3e31183cd8622e164.pdf

18) Разъединители подвесного типа 110-220 кВ // ОАО “Завод электротехнического оборудования» .- Великие Луки, 2017.- // Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-podvesnogo-tipa/rpv-110-200-kv_1

19) Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др, Под ред. В.М Горнштейна – М. Энергия, 1981. – 336 с.

20) Рейзлин В.И. Численные методы оптимизации / В.И. Рейзлин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд.-во Томского политехнического университета, 2011. – 105 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов короткого замыкания

Файл исходных данных для расчёта токов КЗ в программе ТКЗ:

```
0    1    0.0   2.800    0.0   0.0   1   1.871   90
0    8    0.0   0.001    0.0   0.001 1   1.732   90
0    6    0.0   36.80    0.0   0.0   1   1.472   90
0    7    0.0   36.80    0.0   0.0   1   1.472   90
1    2    0.0   1.310    0.0   1.310 1
2    3    0.0   0.238    0.0   1.120 1
3    4    0.0   0.134    0.0   0.630 1
3    8    0.0   0.293    0.0   1.370 1
4    5    0.0   0.410    0.0   0.410 1
5    6    0.0   5.740    0.0   5.740 1
5    7    0.0   5.740    0.0   5.740 1
```

Таблица А.1. Расчёт токов трёхфазного КЗ на стороне ВН

Трехфазное к.з. в узле 4. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Вели-чина	Симметричные составляющие "1"	"2"	3*"0"	Фазные токи "A"	"B"	"C"
3 4	КА	2.455	.000	.000	2.455	2.455	2.455
	град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
4 5	КА	.039	.000	.000	.039	.039	.039
	град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
Ток	КА	2.494	.000	.000	2.494	2.494	2.494
к.з.	град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .4018 Z0: .0000+j 1.0323

Таблица А.2. Расчёт токов однофазного КЗ на стороне ВН

Однофазное к.з. в узле 4. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Вели-чина	Симметричные составляющие "1"	"2"	3*"0"	Фазные токи "A"	"B"	"C"
3 4	КА	.543	.536	1.122	1.453	.165	.165
	град	(180.00)	(180.00)	(180.00)	(180.00)	(2.11)	(-2.11)
4 5	КА	.003	.010	.515	.185	.165	.165
	град	(180.00)	(180.00)	(180.00)	(180.00)	(-177.89)	(177.89)
Ток	КА	.546	.546	1.638	1.638	.000	.000
к.з.	град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(.85)	(-.51)

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j .4018 Z0: .0000+j 1.0323

Таблица А.3. Расчёт токов трёхфазного КЗ на стороне НН

Трехфазное к.з. в узле 7. Переходное сопротивление: R= .0000 X= .0000

Граничные узлы	Вели-чина	Симметричные составляющие "1"	"2"	3*"0"	Фазные токи "A"	"B"	"C"
0 7	КА	.023	.000	.000	.023	.023	.023
	град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
5 7	КА	.153	.000	.000	.153	.153	.153
	град	(180.00)	(.00)	(.00)	(180.00)	(60.00)	(-60.00)
Ток к.з.	КА	.176	.000	.000	.176	.176	.176
	град	(.00)	(.00)	(.00)	(.00)	(-120.00)	(120.00)

Сопротивления относительно точки к.з.

Z1: .0000+j 5.5559 Z0: .0000+j .0000

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РУР на 1 интервале постоянства нагрузок

Файл исходных данных для расчёта установившегося режима на 1 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы:

```
1    6     .020   20.000 /
/линии
301  1    1    3    1.485    3.150     .000   81.000/
301  1    2    3    1.287    2.730     .000   17.550/
301  1    4    3     .984    3.321     .000   23.040/
301  1    6    3    1.733    3.675     .000   94.500/
301  1    6    5    1.620    4.130     .000   27.500/
/трансформаторы
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 1/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 1/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 1/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
/узлы
201    6  1 110.0      .00      .00      .00      .00   115.0  -500.0   500.0/ БУ
201    1  1 110.0/
201    2  1 110.0/
201    3  1 110.0/
201    4  1 110.0/
201    5  1 110.0/
201   10  1 110.0      .00      .00    50.00      28.4/ Станция
201   20  1 110.0    21.00    12.50/
201   30  1 110.0    32.50    13.80/
201   40  1 110.0    23.00    12.40/
201   50  1 110.0    22.00    14.20/


/трансформаторы с учётом коэффициента трансформации
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 0.0957/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 0.0957/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 0.0940/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 0.0957/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 0.0957/
```

Таблица Б.1. Результаты расчёта установившегося режима на 1 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.51	.34	.72	.277	.54
	1	10	49.74	23.51	.17	4.37	.276	.00
Узел 1	115.2	.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	21.11	14.51	.07	.14	.130	.11
	2	20	-21.11	-14.51	.07	1.78	.131	.00
Узел 2	113.3	-.46	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-32.66	-16.46	.10	2.23	.186	.00
	3	1	49.40	23.84	.34	.72	.277	.53
	3	2	-21.17	-14.42	.07	.14	.130	.11
	3	4	-23.16	-13.92	.06	.19	.137	.15
	3	6	27.59	20.95	.16	.33	.174	.61
Узел 3	113.9	-.29	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.11	14.03	.06	.19	.137	.15
	4	40	-23.11	-14.03	.05	1.25	.138	.00
Узел 4	113.3	-.57	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.46	.08	2.03	.140	.00
	5	6	22.12	16.46	.09	.24	.139	.18
Узел 5	114.1	-.28	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-27.75	-20.05	.16	.33	.174	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	49.96	36.39	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.42	.277	.00
Узел 10	119.8	4.14	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	21.00	12.50	.07	1.75	.130	.00
Узел 20	108.9	-3.78	.00	.00	21.00	12.50	.00	.00
	30	3	32.50	13.80	.09	2.20	.184	.00
Узел 30	110.8	-3.44	.00	.00	32.50	13.80	.00	.00
	40	4	23.00	12.40	.05	1.23	.137	.00
Узел 40	110.6	-2.84	.00	.00	23.00	12.40	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	2.01	.139	.00
Узел 50	109.1	-3.72	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.18 МВт
реактивной - 13.29 Мвар
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.67 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.19 Мвар
Суммарная генерация - 99.96 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.67 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.84 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 113.089 кВ

Таблица Б.2. Результаты расчёта установившегося режима на 1 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы с учётом трансформации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.51	.34	.72	.277	.54
	1	10	49.74	23.51	.17	4.37	.276	.00
Узел 1	115.2	.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	21.11	14.51	.07	.14	.130	.11
	2	20	-21.11	-14.51	.07	1.78	.131	.00
Узел 2	113.3	-.46	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-32.66	-16.46	.10	2.23	.186	.00
	3	1	49.40	23.85	.34	.72	.277	.53
	3	2	-21.17	-14.42	.07	.14	.130	.11
	3	4	-23.16	-13.92	.06	.19	.137	.15
	3	6	27.59	20.95	.16	.33	.174	.61
Узел 3	113.9	-.29	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.11	14.03	.06	.19	.137	.15
	4	40	-23.11	-14.03	.05	1.25	.138	.00
Узел 4	113.3	-.57	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.46	.08	2.03	.140	.00
	5	6	22.12	16.46	.09	.24	.139	.18
Узел 5	114.1	-.28	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-27.75	-20.05	.16	.33	.174	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	49.96	36.39	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.42	2.899	.00
Узел 10	11.5	4.14	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	21.00	12.50	.07	1.75	1.356	.00
Узел 20	10.4	-3.78	.00	.00	21.00	12.50	.00	.00
	30	3	32.50	13.80	.09	2.20	1.960	.00
Узел 30	10.4	-3.44	.00	.00	32.50	13.80	.00	.00
	40	4	23.00	12.40	.05	1.23	1.427	.00
Узел 40	10.6	-2.84	.00	.00	23.00	12.40	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	2.01	1.450	.00
Узел 50	10.4	-3.72	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.18 МВт
реактивной - 13.29 Мвар
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.67 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.19 Мвар
Суммарная генерация - 99.96 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 10 кВ ----------
Потери в линиях - .00 МВт .00 Мвар
Потери в трансформаторах - .00 МВт .00 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .00 МВт .00 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 10.663 кВ
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.67 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.84 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.147 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

РУР на 2 интервале постоянства нагрузок

Файл исходных данных для расчёта установившегося режима на 2 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы:

```
1    6    .020   20.000 /
/линии
301  1    1    3    1.485    3.150     .000   81.000/
301  1    2    3    1.287    2.730     .000   17.550/
301  1    4    3     .984    3.321     .000   23.040/
301  1    6    3    1.733    3.675     .000   94.500/
301  1    6    5    1.620    4.130     .000   27.500/
/трансформаторы
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 1/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 1/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 1/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
/узлы
201    6  1 110.0     .00      .00      .00      .00   115.0  -500.0   500.0/ БУ
201    1  1 110.0/
201    2  1 110.0/
201    3  1 110.0/
201    4  1 110.0/
201    5  1 110.0/
201   10  1 110.0     .00      .00    50.00      28.40/ Станция
201   20  1 110.0    27.70    16.40/
201   30  1 110.0    37.20    15.80/
201   40  1 110.0    30.50    16.50/
201   50  1 110.0    28.80    18.60/


/трансформаторы с учётом коэффициента трансформации
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 0.0957/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 0.0992/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 0.0957/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 0.0974/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 0.0974/
```

Таблица В.1. Результаты расчёта установившегося режима на 2 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.46	.35	.73	.279	.53
	1	10	49.74	23.46	.17	4.43	.278	.00
Узел 1	114.5	.04	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	27.87	19.84	.12	.25	.176	.11
	2	20	-27.87	-19.84	.13	3.22	.176	.00
Узел 2	112.4	-.73	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-37.39	-19.21	.13	2.99	.215	.00
	3	1	49.39	23.78	.35	.73	.279	.52
	3	2	-27.99	-19.87	.12	.25	.176	.11
	3	4	-30.75	-19.18	.10	.34	.185	.15
	3	6	46.73	34.49	.45	.96	.295	.61
Узел 3	113.2	-.50	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	30.65	19.13	.10	.34	.185	.15
	4	40	-30.65	-19.13	.09	2.27	.186	.00
Узел 4	112.3	-.87	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-28.98	-22.43	.15	3.61	.186	.00
	5	6	28.98	22.43	.17	.43	.186	.18
Узел 5	113.8	-.37	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-47.18	-34.21	.45	.96	.295	.62
	6	5	-29.15	-22.50	.17	.43	.186	.18
Узел 6	115.0	.00	76.33	56.71	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.48	.279	.00
Узел 10	119.1	3.99	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	27.70	16.40	.13	3.19	.175	.00
Узел 20	106.3	-5.24	.00	.00	27.70	16.40	.00	.00
	30	3	37.20	15.80	.13	2.96	.213	.00
Узел 30	109.5	-4.17	.00	.00	37.20	15.80	.00	.00
	40	4	30.50	16.50	.09	2.24	.185	.00
Узел 40	108.6	-3.96	.00	.00	30.50	16.50	.00	.00
	50	5	28.80	18.60	.15	3.57	.185	.00
Узел 50	107.0	-4.97	.00	.00	28.80	18.60	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.85 МВт
реактивной - 19.23 Мвар
Потери в линиях - 1.18 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .67 МВт 16.52 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.16 Мвар
Суммарная генерация - 126.33 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.18 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .67 МВт 16.52 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.81 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 111.965 кВ

Таблица В.2. Результаты расчёта установившегося режима на 2 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы с учётом трансформации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
			Район N= 0					
	1	3	-49.74	-23.46	.35	.73	.279	.53
	1	10	49.74	23.46	.17	4.43	.278	.00
Узел 1	114.5	.04	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	27.87	19.84	.12	.25	.176	.11
	2	20	-27.87	-19.84	.13	3.22	.176	.00
Узел 2	112.4	-.73	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-37.39	-19.21	.13	2.99	.215	.00
	3	1	49.39	23.78	.35	.73	.279	.52
	3	2	-27.99	-19.87	.12	.25	.176	.11
	3	4	-30.75	-19.18	.10	.34	.185	.15
	3	6	46.73	34.49	.45	.96	.295	.61
Узел 3	113.2	-.50	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	30.65	19.13	.10	.34	.185	.15
	4	40	-30.65	-19.13	.09	2.27	.186	.00
Узел 4	112.3	-.87	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-28.98	-22.43	.15	3.61	.186	.00
	5	6	28.98	22.43	.17	.43	.186	.18
Узел 5	113.8	-.37	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-47.18	-34.21	.45	.96	.295	.62
	6	5	-29.15	-22.49	.17	.43	.186	.18
Узел 6	115.0	.00	76.33	56.71	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.48	2.916	.00
Узел 10	11.4	3.99	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	27.70	16.40	.13	3.19	1.765	.00
Узел 20	10.5	-5.24	.00	.00	27.70	16.40	.00	.00
	30	3	37.20	15.80	.13	2.96	2.229	.00
Узел 30	10.5	-4.17	.00	.00	37.20	15.80	.00	.00
	40	4	30.50	16.50	.09	2.24	1.895	.00
Узел 40	10.6	-3.96	.00	.00	30.50	16.50	.00	.00
	50	5	28.80	18.60	.15	3.57	1.902	.00
Узел 50	10.4	-4.97	.00	.00	28.80	18.60	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.85 МВт
реактивной - 19.23 Мвар
Потери в линиях - 1.18 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .67 МВт 16.52 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.16 Мвар
Суммарная генерация - 126.33 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 10 кВ ----------
Потери в линиях - .00 МВт .00 Мвар
Потери в трансформаторах - .00 МВт .00 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .00 МВт .00 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 10.683 кВ
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.18 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .67 МВт 16.52 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.81 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 113.528 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

РУР на 3 интервале постоянства нагрузок

Файл исходных данных для расчёта установившегося режима на 3 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы:

```
1    6    .020   20.000 /
/линии
301  1    1    3    1.485    3.150    .000   81.000/
301  1    2    3    1.287    2.730    .000   17.550/
301  1    4    3     .984    3.321    .000   23.040/
301  1    6    3    1.733    3.675    .000   94.500/
301  1    6    5    1.620    4.130    .000   27.500/
/трансформаторы
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 1/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 1/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 1/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
/узлы
201    6  1 110.0     .00      .00      .00      .00   115.0  -500.0   500.0/ БУ
201    1  1 110.0/
201    2  1 110.0/
201    3  1 110.0/
201    4  1 110.0/
201    5  1 110.0/
201   10  1 110.0     .00      .00    50.00      28.40/ Станция
201   20  1 110.0    22.40    13.30/
201   30  1 110.0    33.90    14.40/
201   40  1 110.0    23.50    12.70/
201   50  1 110.0    22.00    14.20/


/трансформаторы с учётом коэффициента трансформации
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 1/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 1/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 1/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
```

Таблица Г.1. Результаты расчёта установившегося режима на 3 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.50	.34	.73	.277	.54
	1	10	49.74	23.50	.17	4.38	.276	.00
Узел 1	115.1	.20	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	22.52	15.56	.07	.16	.139	.11
	2	20	-22.52	-15.56	.08	2.03	.140	.00
Узел 2	113.2	-.51	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-34.07	-17.27	.11	2.44	.194	.00
	3	1	49.40	23.83	.34	.73	.277	.52
	3	2	-22.59	-15.50	.07	.16	.139	.11
	3	4	-23.67	-14.29	.06	.20	.141	.15
	3	6	30.93	23.22	.20	.42	.195	.61
Узел 3	113.8	-.33	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.61	14.39	.06	.20	.141	.15
	4	40	-23.61	-14.39	.05	1.31	.141	.00
Узел 4	113.2	-.61	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.46	.08	2.03	.140	.00
	5	6	22.12	16.46	.09	.24	.139	.18
Узел 5	114.1	-.28	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-31.12	-22.40	.20	.42	.195	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	53.34	38.74	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.43	.278	.00
Узел 10	119.7	4.12	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	22.40	13.30	.08	2.01	.139	.00
Узел 20	108.4	-4.07	.00	.00	22.40	13.30	.00	.00
	30	3	33.90	14.40	.10	2.41	.193	.00
Узел 30	110.5	-3.62	.00	.00	33.90	14.40	.00	.00
	40	4	23.50	12.70	.05	1.29	.140	.00
Узел 40	110.4	-2.94	.00	.00	23.50	12.70	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	2.01	.139	.00
Узел 50	109.1	-3.72	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.26 МВт
реактивной - 13.94 Мвар
Потери в линиях - .77 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .49 МВт 12.20 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.18 Мвар
Суммарная генерация - 103.34 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .77 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .49 МВт 12.20 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.83 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.938 кВ

Таблица Г.2. Результаты расчёта установившегося режима на 3 интервале постоянства нагрузок в нормальном режиме работы с учётом трансформации

	Граничные узлы		Поток P	Поток Q	Потери P	Потери Q	Ток	Qc
	начало	конец	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кА	Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
			Район N= 0					
	1	3	-49.74	-23.50	.34	.73	.277	.54
	1	10	49.74	23.50	.17	4.38	.276	.00
Узел 1	115.1	.20	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	22.52	15.56	.07	.16	.139	.11
	2	20	-22.52	-15.56	.08	2.03	.140	.00
Узел 2	113.2	-.51	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-34.07	-17.27	.11	2.44	.194	.00
	3	1	49.40	23.83	.34	.73	.277	.52
	3	2	-22.59	-15.50	.07	.16	.139	.11
	3	4	-23.67	-14.29	.06	.20	.141	.15
	3	6	30.93	23.22	.20	.42	.195	.61
Узел 3	113.8	-.33	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.61	14.39	.06	.20	.141	.15
	4	40	-23.61	-14.39	.05	1.31	.141	.00
Узел 4	113.2	-.61	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.46	.08	2.03	.140	.00
	5	6	22.12	16.46	.09	.24	.139	.18
Узел 5	114.1	-.28	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-31.12	-22.40	.20	.42	.195	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	53.34	38.74	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.43	2.902	.00
Узел 10	11.5	4.12	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	22.40	13.30	.08	2.01	1.426	.00
Узел 20	10.6	-4.07	.00	.00	22.40	13.30	.00	.00
	30	3	33.90	14.40	.10	2.41	2.013	.00
Узел 30	10.6	-3.62	.00	.00	33.90	14.40	.00	.00
	40	4	23.50	12.70	.05	1.29	1.462	.00
Узел 40	10.6	-2.94	.00	.00	23.50	12.70	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	2.01	1.450	.00
Узел 50	10.4	-3.72	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.26 МВт
реактивной - 13.94 Мвар
Потери в линиях - .77 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .49 МВт 12.20 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.18 Мвар
Суммарная генерация - 103.34 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 10 кВ ----------
Потери в линиях - .00 МВт .00 Мвар
Потери в трансформаторах - .00 МВт .00 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .00 МВт .00 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 10.717 кВ
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .77 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .49 МВт 12.20 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.83 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.054 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

РУР на 1 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме

Файл исходных данных для расчёта установившегося режима на 1 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме работы при отключении цепи участка Б-З:

```
1   6    .020   20.000 /
/линии
301  1   1   3   1.485   3.150    .000   81.000/
301  1   2   3   1.287   2.730    .000   17.550/
301  1   4   3    .984   3.321    .000   23.040/
301  1   6   3   3.466   7.350    .000   47.250/
301  1   6   5   1.620   4.130    .000   27.500/
/трансформаторы
301  1   1  10    .730  19.200   6.830   35.520 1/
301  1   2  20   1.440  34.800   2.722   19.660 1/
301  1   3  30    .935  21.700   4.840   35.380 1/
301  1   4  40    .870  22.000   4.461   31.010 1/
301  1   5  50   1.440  34.800   2.722   19.660 1/
/узлы
201   6  1 110.0     .00     .00     .00     .00   115.0  -500.0   500.0/ БУ
201   1  1 110.0/
201   2  1 110.0/
201   3  1 110.0/
201   4  1 110.0/
201   5  1 110.0/
201  10  1 110.0     .00     .00   50.00     28.40/ Станция
201  20  1 110.0   21.00   12.50/
201  30  1 110.0   32.50   13.80/
201  40  1 110.0   23.00   12.40/
201  50  1 110.0   22.00   14.20/
```

Таблица Д.1. Результаты расчёта установившегося режима на 1 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме при отключении цепи участка Б-З

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.43	.35	.74	.280	.53
	1	10	49.74	23.43	.17	4.46	.279	.00
Узел 1	114.1	-.04	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	21.11	14.54	.07	.14	.132	.11
	2	20	-21.11	-14.54	.08	1.82	.132	.00
Узел 2	112.2	-.75	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-32.66	-16.50	.10	2.28	.188	.00
	3	1	49.39	23.74	.35	.74	.280	.52
	3	2	-21.18	-14.46	.07	.14	.132	.11
	3	4	-23.16	-13.95	.06	.19	.139	.15
	3	6	27.60	21.17	.33	.69	.177	.30
Узел 3	112.8	-.58	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.11	14.04	.06	.19	.139	.14
	4	40	-23.11	-14.05	.05	1.28	.139	.00
Узел 4	112.2	-.86	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.46	.08	2.03	.140	.00
	5	6	22.12	16.46	.09	.24	.139	.18
Узел 5	114.1	-.28	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-27.93	-21.25	.33	.69	.177	.31
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	50.14	37.59	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.50	.280	.00
Узел 10	118.7	3.94	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	21.00	12.50	.07	1.79	.131	.00
Узел 20	107.7	-4.14	.00	.00	21.00	12.50	.00	.00
	30	3	32.50	13.80	.10	2.25	.186	.00
Узел 30	109.6	-3.79	.00	.00	32.50	13.80	.00	.00
	40	4	23.00	12.40	.05	1.25	.138	.00
Узел 40	109.4	-3.18	.00	.00	23.00	12.40	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	2.01	.139	.00
Узел 50	109.1	-3.72	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.37 МВт
реактивной - 13.86 Мвар
Потери в линиях - .89 МВт 2.00 Мвар
Потери в трансформаторах - .48 МВт 11.86 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 2.53 Мвар
Суммарная генерация - 100.14 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .89 МВт 2.00 Мвар
Потери в трансформаторах - .48 МВт 11.86 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.81 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.254 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

РУР на 2 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме

Файл исходных данных для расчёта установившегося режима на 2 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме работы при отключении цепи участка Б-З:

```
1    6    .020   20.000 /
/линии
301  1    1    3    1.485    3.150    .000   81.000/
301  1    2    3    1.287    2.730    .000   17.550/
301  1    4    3     .984    3.321    .000   23.040/
301  1    6    3    3.466    7.350    .000   47.250/
301  1    6    5    1.620    4.130    .000   27.500/
/трансформаторы
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 1/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 1/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 1/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
/узлы
201    6  1 110.0     .00      .00      .00      .00   115.0  -500.0   500.0/ БУ
201    1  1 110.0/
201    2  1 110.0/
201    3  1 110.0/
201    4  1 110.0/
201    5  1 110.0/
201   10  1 110.0     .00      .00    50.00     28.40/ Станция
201   20  1 110.0    27.70    16.40/
201   30  1 110.0    37.20    15.80/
201   40  1 110.0    30.50    16.50/
201   50  1 110.0    28.80    18.60/
```

Таблица Е.1. Результаты расчёта установившегося режима на 2 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме при отключении цепи участка Б-З

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.33	.36	.76	.283	.51
	1	10	49.74	23.33	.17	4.57	.282	.00
Узел 1	112.6	-.45	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	27.87	19.96	.12	.26	.179	.11
	2	20	-27.87	-19.96	.14	3.35	.179	.00
Узел 2	110.4	-1.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-37.39	-19.31	.13	3.10	.219	.00
	3	1	49.38	23.59	.36	.76	.283	.50
	3	2	-27.99	-20.01	.12	.26	.179	.11
	3	4	-30.75	-19.28	.11	.36	.189	.14
	3	6	46.76	35.01	.95	2.01	.303	.29
Узел 3	111.2	-1.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	30.65	19.21	.11	.36	.189	.14
	4	40	-30.65	-19.21	.09	2.36	.189	.00
Узел 4	110.4	-1.39	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-28.98	-22.43	.15	3.61	.186	.00
	5	6	28.98	22.43	.17	.43	.186	.18
Узел 5	113.8	-.37	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-47.71	-36.42	.95	2.01	.303	.31
	6	5	-29.15	-22.50	.17	.43	.186	.18
Узел 6	115.0	.00	76.86	58.91	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.18	4.62	.284	.00
Узел 10	117.2	3.64	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	27.70	16.40	.14	3.32	.179	.00
Узел 20	104.2	-5.93	.00	.00	27.70	16.40	.00	.00
	30	3	37.20	15.80	.13	3.07	.217	.00
Узел 30	107.5	-4.80	.00	.00	37.20	15.80	.00	.00
	40	4	30.50	16.50	.09	2.33	.188	.00
Узел 40	106.6	-4.59	.00	.00	30.50	16.50	.00	.00
	50	5	28.80	18.60	.15	3.57	.185	.00
Узел 50	107.0	-4.97	.00	.00	28.80	18.60	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 2.39 МВт
реактивной - 20.81 Мвар
Потери в линиях - 1.70 МВт 3.81 Мвар
Потери в трансформаторах - .69 МВт 17.00 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 2.48 Мвар
Суммарная генерация - 126.86 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.70 МВт 3.81 Мвар
Потери в трансформаторах - .69 МВт 17.00 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .27 МВт 1.76 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 110.524 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

РУР на 3 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме

Файл исходных данных для расчёта установившегося режима на 3 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме работы при отключении цепи участка Б-3:

```
1    6    .020   20.000 /
/линии
301  1    1    3    1.485    3.150    .000   81.000/
301  1    2    3    1.287    2.730    .000   17.550/
301  1    4    3     .984    3.321    .000   23.040/
301  1    6    3    3.466    7.350    .000   47.250/
301  1    6    5    1.620    4.130    .000   27.500/
/трансформаторы
301  1    1   10     .730   19.200    6.830   35.520 1/
301  1    2   20    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
301  1    3   30     .935   21.700    4.840   35.380 1/
301  1    4   40     .870   22.000    4.461   31.010 1/
301  1    5   50    1.440   34.800    2.722   19.660 1/
/узлы
201    6  1 110.0     .00      .00      .00      .00   115.0  -500.0   500.0/ БУ
201    1  1 110.0/
201    2  1 110.0/
201    3  1 110.0/
201    4  1 110.0/
201    5  1 110.0/
201   10  1 110.0     .00      .00    50.00     28.40/ Станция
201   20  1 110.0    22.40    13.30/
201   30  1 110.0    33.90    14.40/
201   40  1 110.0    23.50    12.70/
201   50  1 110.0    22.00    14.20/
```

Таблица Ж.1. Результаты расчёта установившегося режима на 3 интервале постоянства нагрузок в послеаварийном режиме при отключении цепи участка Б-З

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	1	3	-49.74	-23.42	.35	.74	.280	.52
	1	10	49.74	23.42	.17	4.48	.279	.00
Узел 1	113.8	-.11	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	22.52	15.61	.08	.16	.141	.11
	2	20	-22.52	-15.61	.09	2.09	.142	.00
Узел 2	111.9	-.84	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-34.07	-17.32	.11	2.50	.196	.00
	3	1	49.39	23.71	.35	.74	.280	.51
	3	2	-22.60	-15.55	.08	.16	.141	.11
	3	4	-23.67	-14.32	.06	.20	.142	.15
	3	6	30.94	23.47	.41	.87	.199	.30
Узел 3	112.5	-.65	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.61	14.41	.06	.20	.142	.14
	4	40	-23.61	-14.41	.05	1.34	.143	.00
Узел 4	111.9	-.94	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.46	.08	2.03	.140	.00
	5	6	22.12	16.46	.09	.24	.139	.18
Узел 5	114.1	-.28	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-31.35	-23.73	.41	.87	.199	.31
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	53.56	40.07	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.40	.17	4.52	.281	.00
Узел 10	118.5	3.89	50.00	28.40	.00	.00	.00	.00
	20	2	22.40	13.30	.09	2.06	.141	.00
Узел 20	107.0	-4.48	.00	.00	22.40	13.30	.00	.00
	30	3	33.90	14.40	.11	2.47	.195	.00
Узел 30	109.2	-4.02	.00	.00	33.90	14.40	.00	.00
	40	4	23.50	12.70	.05	1.32	.142	.00
Узел 40	109.0	-3.32	.00	.00	23.50	12.70	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	2.01	.139	.00
Узел 50	109.1	-3.72	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.49 МВт
реактивной - 14.65 Мвар
Потери в линиях - .99 МВт 2.21 Мвар
Потери в трансформаторах - .50 МВт 12.44 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 2.52 Мвар
Суммарная генерация - 103.56 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .99 МВт 2.21 Мвар
Потери в трансформаторах - .50 МВт 12.44 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.80 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.003 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ И

РУР оптимального режима на 1 интервале постоянства нагрузок

В приложении И представлены результаты расчётов в программе REGIM при оптимизации режима на 1 интервале постоянства нагрузок.

Таблица И.1. 1 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.75	-19.17	.15	.32	.171	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	49.96	35.51	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-29.34	.17	4.48	.279	.00
Узел 10	120.0	4.12	50.00	29.34	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.19 МВт
реактивной - 13.34 Мвар
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.72 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.19 Мвар
Суммарная генерация - 99.96 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.72 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.84 Мвар
Среднее напряжение в узлах - 113.127 кВ

Таблица И.2. 2 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.77	-14.64	.13	.28	.159	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	49.98	30.98	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-34.19	.18	4.81	.289	.00
Узел 10	121.0	4.00	50.00	34.19	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.22 МВт
реактивной - 13.66 Мвар
Потери в линиях - .72 МВт 1.63 Мвар
Потери в трансформаторах - .48 МВт 12.03 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.19 Мвар
Суммарная генерация - 99.98 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .72 МВт 1.63 Мвар
Потери в трансформаторах - .48 МВт 12.03 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.84 Мвар
Среднее напряжение в узлах - 113.323 кВ

Таблица И.3. 3 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.74	-23.68	.18	.38	.185	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	49.96	40.02	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-24.58	.16	4.21	.271	.00
Узел 10	119.0	4.24	50.00	24.58	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.18 МВт
реактивной - 13.10 Мвар
Потери в линиях - .72 МВт 1.63 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.47 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.18 Мвар
Суммарная генерация - 99.96 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .72 МВт 1.63 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.47 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.83 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.931 кВ

Таблица И.4. 4 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.75	-28.20	.21	.45	.201	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	49.96	44.54	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-19.89	.15	3.99	.264	.00
Узел 10	118.0	4.36	50.00	19.89	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.19 МВт
реактивной - 12.94 Мвар
Потери в линиях - .73 МВт 1.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.27 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.17 Мвар
Суммарная генерация - 99.96 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .73 МВт 1.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.27 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.83 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.735 кВ

Таблица И.5. 5 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.74	-27.94	.20	.43	.198	.64
	6	5	-22.21	-16.30	.09	.23	.138	.19
Узел 6	116.0	.00	49.95	44.23	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-19.94	.15	3.93	.261	.00
Узел 10	119.0	4.29	50.00	19.94	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.17 МВт
реактивной - 12.71 Мвар
Потери в линиях - .72 МВт 1.63 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.07 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.23 Мвар
Суммарная генерация - 99.95 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .72 МВт 1.63 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.07 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.86 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 113.766 кВ

Таблица И.6. 6 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.74	-32.27	.23	.50	.213	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	49.95	48.52	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-15.31	.14	3.71	.254	.00
Узел 10	119.0	4.33	50.00	15.31	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.16 МВт
реактивной - 12.39 Мвар
Потери в линиях - .73 МВт 1.65 Мвар
Потери в трансформаторах - .43 МВт 10.74 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.28 Мвар
Суммарная генерация - 99.95 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .73 МВт 1.65 Мвар
Потери в трансформаторах - .43 МВт 10.74 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.89 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.600 кВ

Таблица И.7. 7 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.75	-36.68	.27	.57	.228	.66
	6	5	-22.20	-16.21	.09	.23	.135	.19
Узел 6	118.0	.00	49.96	52.89	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-10.68	.13	3.54	.248	.00
Узел 10	119.0	4.37	50.00	10.68	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.17 МВт
реактивной - 12.15 Мвар
Потери в линиях - .75 МВт 1.69 Мвар
Потери в трансформаторах - .42 МВт 10.46 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.33 Мвар
Суммарная генерация - 99.96 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .75 МВт 1.69 Мвар
Потери в трансформаторах - .42 МВт 10.46 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.92 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.434 кВ

Таблица И.8. 8 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.77	-36.86	.28	.59	.231	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	49.98	53.12	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-10.70	.14	3.61	.250	.00
Узел 10	118.0	4.45	50.00	10.70	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.19 МВт
реактивной - 12.38 Мвар
Потери в линиях - .76 МВт 1.72 Мвар
Потери в трансформаторах - .43 МВт 10.65 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.27 Мвар
Суммарная генерация - 99.98 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .76 МВт 1.72 Мвар
Потери в трансформаторах - .43 МВт 10.65 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.88 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.404 кВ

Таблица И.9. 9 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
				Район N= 0				
	1	3	-49.76	-15.65	.30	.63	.259	.55
	1	10	49.76	15.65	.15	3.83	.258	.00
Узел 1	116.8	.34	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	21.11	14.46	.06	.13	.128	.12
	2	20	-21.11	-14.46	.07	1.72	.128	.00
Узел 2	115.1	-.39	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-32.66	-16.41	.09	2.16	.183	.00
	3	1	49.46	16.11	.30	.63	.259	.54
	3	2	-21.17	-14.36	.06	.13	.128	.12
	3	4	-23.16	-13.87	.05	.18	.135	.15
	3	6	27.52	28.53	.20	.42	.196	.63
Узел 3	115.7	-.22	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.11	14.00	.05	.18	.135	.15
	4	40	-23.11	-14.00	.05	1.21	.136	.00
Узел 4	115.1	-.50	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.39	.08	1.95	.137	.00
	5	6	22.12	16.39	.09	.23	.137	.19
Узел 5	116.1	-.27	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-27.72	-27.67	.20	.42	.196	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	49.93	43.92	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-20.00	.15	3.87	.259	.00
Узел 10	120.0	4.21	50.00	20.00	.00	.00	.00	.00
	20	2	21.00	12.50	.07	1.69	.128	.00
Узел 20	110.7	-3.60	.00	.00	21.00	12.50	.00	.00
	30	3	32.50	13.80	.09	2.13	.181	.00
Узел 30	112.6	-3.27	.00	.00	32.50	13.80	.00	.00
	40	4	23.00	12.40	.05	1.19	.134	.00
Узел 40	112.4	-2.69	.00	.00	23.00	12.40	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	1.93	.136	.00
Узел 50	111.2	-3.58	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.14 МВт
реактивной - 12.48 Мвар
Потери в линиях - .70 МВт 1.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .44 МВт 10.88 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.29 Мвар
Суммарная генерация - 99.93 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .70 МВт 1.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .44 МВт 10.88 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.89 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.796 кВ

Таблица И.10. 10 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.72	-23.07	.17	.36	.180	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	49.92	39.33	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-24.76	.16	4.08	.267	.00
Узел 10	121.0	4.09	50.00	24.76	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.14 МВт
реактивной - 12.64 Мвар
Потери в линиях - .69 МВт 1.57 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.07 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.29 Мвар
Суммарная генерация - 99.92 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .69 МВт 1.57 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.07 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.90 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.992 кВ

Таблица И.11. 11 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.73	-32.04	.23	.49	.210	.66
	6	5	-22.20	-16.21	.09	.23	.135	.19
Узел 6	118.0	.00	49.93	48.25	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-15.33	.14	3.65	.252	.00
Узел 10	120.0	4.25	50.00	15.33	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.14 МВт
реактивной - 12.16 Мвар
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .43 МВт 10.55 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.34 Мвар
Суммарная генерация - 99.93 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .71 МВт 1.62 Мвар
Потери в трансформаторах - .43 МВт 10.55 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.92 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.629 кВ

Таблица И.12. 12 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-27.73	-23.38	.17	.37	.183	.64
	6	5	-22.21	-16.30	.09	.23	.138	.19
Узел 6	116.0	.00	49.94	39.67	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-24.67	.16	4.14	.269	.00
Узел 10	120.0	4.16	50.00	24.67	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.16 МВт
реактивной - 12.87 Мвар
Потери в линиях - .70 МВт 1.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.27 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.24 Мвар
Суммарная генерация - 99.94 МВт, потребление - 98.50 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .70 МВт 1.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.27 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.87 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 113.962 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ К

РУР оптимального режима на 2 интервале постоянства нагрузок

В приложении К представлены результаты расчётов в программе REGIM при оптимизации режима на 2 интервале постоянства нагрузок.

Таблица К.1. 1 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.18	-34.64	.45	.96	.296	.62
	6	5	-29.15	-22.50	.17	.43	.186	.18
Узел 6	115.0	.00	76.33	57.13	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-27.96	.17	4.45	.278	.00
Узел 10	119.0	4.00	50.00	27.96	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.86 МВт
реактивной - 19.21 Мвар
Потери в линиях - 1.19 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .67 МВт 16.50 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.16 Мвар
Суммарная генерация - 126.33 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.19 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .67 МВт 16.50 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.81 Мвар
Среднее напряжение в узлах - 111.947 кВ

Таблица К.2. 2 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.17	-30.10	.42	.88	.283	.62
	6	5	-29.15	-22.50	.17	.43	.186	.18
Узел 6	115.0	.00	76.32	52.59	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-32.75	.18	4.76	.288	.00
Узел 10	120.0	3.88	50.00	32.75	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.85 МВт
реактивной - 19.46 Мвар
Потери в линиях - 1.17 МВт 2.68 Мвар
Потери в трансформаторах - .68 МВт 16.78 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.16 Мвар
Суммарная генерация - 126.32 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.17 МВт 2.68 Мвар
Потери в трансформаторах - .68 МВт 16.78 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.82 Мвар
Среднее напряжение в узлах - 112.144 кВ

Таблица К.3. 3 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.18	-25.56	.38	.81	.271	.62
	6	5	-29.15	-22.50	.17	.43	.186	.18
Узел 6	115.0	.00	76.33	48.06	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-37.62	.20	5.13	.299	.00
Узел 10	121.0	3.76	50.00	37.62	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.86 МВт
реактивной - 19.79 Мвар
Потери в линиях - 1.16 МВт 2.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .69 МВт 17.12 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.17 Мвар
Суммарная генерация - 126.33 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.16 МВт 2.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .69 МВт 17.12 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.82 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.341 кВ

Таблица К.4. 4 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.15	-34.25	.44	.94	.292	.64
	6	5	-29.14	-22.41	.16	.42	.184	.19
Узел 6	116.0	.00	76.30	56.67	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.03	.17	4.38	.276	.00
Узел 10	120.0	3.93	50.00	28.03	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.82 МВт
реактивной - 18.85 Мвар
Потери в линиях - 1.16 МВт 2.66 Мвар
Потери в трансформаторах - .66 МВт 16.19 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.21 Мвар
Суммарная генерация - 126.30 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.16 МВт 2.66 Мвар
Потери в трансформаторах - .66 МВт 16.19 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.85 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 112.990 кВ

Таблица К.5. 5 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.14	-38.49	.48	1.01	.303	.65
	6	5	-29.14	-22.33	.16	.41	.182	.19
Узел 6	117.0	.00	76.28	60.82	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-23.32	.15	4.06	.266	.00
Узел 10	120.0	3.98	50.00	23.32	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.80 МВт
реактивной - 18.32 Мвар
Потери в линиях - 1.16 МВт 2.65 Мвар
Потери в трансформаторах - .64 МВт 15.67 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.26 Мвар
Суммарная генерация - 126.28 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.16 МВт 2.65 Мвар
Потери в трансформаторах - .64 МВт 15.67 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.87 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 113.835 кВ

Таблица К.6. 6 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.14	-42.81	.51	1.09	.314	.66
	6	5	-29.13	-22.26	.16	.40	.180	.19
Узел 6	118.0	.00	76.28	65.06	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-18.61	.14	3.80	.257	.00
Узел 10	120.0	4.03	50.00	18.61	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.79 МВт
реактивной - 17.88 Мвар
Потери в линиях - 1.17 МВт 2.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .62 МВт 15.21 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.31 Мвар
Суммарная генерация - 126.28 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.17 МВт 2.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .62 МВт 15.21 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.90 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.680 кВ

Таблица К.7. 7 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.15	-47.20	.55	1.17	.326	.67
	6	5	-29.13	-22.18	.15	.39	.178	.19
Узел 6	119.0	.00	76.28	69.38	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-13.91	.14	3.59	.250	.00
Узел 10	120.0	4.07	50.00	13.91	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.79 МВт
реактивной - 17.52 Мвар
Потери в линиях - 1.19 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .60 МВт 14.81 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.36 Мвар
Суммарная генерация - 126.28 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.19 МВт 2.71 Мвар
Потери в трансформаторах - .60 МВт 14.81 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .30 МВт 1.93 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.523 кВ

Таблица К.8. 8 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.12	-38.16	.46	.98	.299	.66
	6	5	-29.13	-22.26	.16	.40	.180	.19
Узел 6	118.0	.00	76.25	60.41	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-23.37	.15	3.99	.264	.00
Узел 10	121.0	3.91	50.00	23.37	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.76 МВт
реактивной - 17.98 Мвар
Потери в линиях - 1.14 МВт 2.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .63 МВт 15.38 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.32 Мвар
Суммарная генерация - 126.25 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.14 МВт 2.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .63 МВт 15.38 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.91 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.876 кВ

Таблица К.9. 9 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.10	-33.51	.42	.89	.285	.66
	6	5	-29.13	-22.26	.16	.40	.180	.19
Узел 6	118.0	.00	76.24	55.77	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-28.20	.16	4.25	.272	.00
Узел 10	122.0	3.79	50.00	28.20	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.75 МВт
реактивной - 18.16 Мвар
Потери в линиях - 1.11 МВт 2.55 Мвар
Потери в трансформаторах - .63 МВт 15.61 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.33 Мвар
Суммарная генерация - 126.24 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.11 МВт 2.55 Мвар
Потери в трансформаторах - .63 МВт 15.61 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.91 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.073 кВ

Таблица К.10. 10 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.10	-28.86	.38	.82	.272	.66
	6	5	-29.13	-22.26	.16	.40	.180	.19
Узел 6	118.0	.00	76.23	51.12	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-33.11	.17	4.56	.282	.00
Узел 10	123.0	3.67	50.00	33.11	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.75 МВт
реактивной - 18.41 Мвар
Потери в линиях - 1.10 МВт 2.52 Мвар
Потери в трансформаторах - .64 МВт 15.89 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.33 Мвар
Суммарная генерация - 126.23 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.10 МВт 2.52 Мвар
Потери в трансформаторах - .64 МВт 15.89 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.92 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.270 кВ

Таблица К.11. 11 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.09	-37.83	.45	.96	.295	.67
	6	5	-29.13	-22.18	.15	.39	.178	.19
Узел 6	119.0	.00	76.22	60.01	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-23.41	.15	3.93	.262	.00
Узел 10	122.0	3.84	50.00	23.41	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.73 МВт
реактивной - 17.65 Мвар
Потери в линиях - 1.11 МВт 2.55 Мвар
Потери в трансформаторах - .61 МВт 15.10 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.38 Мвар
Суммарная генерация - 126.22 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.11 МВт 2.55 Мвар
Потери в трансформаторах - .61 МВт 15.10 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .30 МВт 1.94 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.917 кВ

Таблица К.12. 12 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
				Район N= 0				
	1	3	-49.76	-14.45	.28	.60	.252	.57
	1	10	49.76	14.45	.14	3.64	.252	.00
Узел 1	119.0	.15	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	27.86	19.57	.11	.23	.168	.12
	2	20	-27.86	-19.57	.12	2.93	.168	.00
Узел 2	117.2	-.61	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-37.38	-19.00	.12	2.74	.205	.00
	3	1	49.48	14.99	.28	.60	.252	.56
	3	2	-27.97	-19.56	.11	.23	.168	.12
	3	4	-30.73	-18.97	.09	.31	.177	.16
	3	6	46.60	42.53	.49	1.04	.307	.66
Узел 3	118.0	-.40	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	30.64	18.97	.09	.31	.177	.16
	4	40	-30.64	-18.97	.08	2.08	.178	.00
Узел 4	117.2	-.74	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-28.97	-22.12	.14	3.27	.177	.00
	5	6	28.97	22.12	.15	.39	.177	.19
Узел 5	118.8	-.34	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-47.09	-42.23	.49	1.04	.307	.68
	6	5	-29.12	-22.11	.15	.39	.177	.20
Узел 6	120.0	.00	76.22	64.34	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-18.63	.14	3.67	.253	.00
Узел 10	122.0	3.89	50.00	18.63	.00	.00	.00	.00
	20	2	27.70	16.40	.12	2.90	.167	.00
Узел 20	111.5	-4.74	.00	.00	27.70	16.40	.00	.00
	30	3	37.20	15.80	.12	2.70	.204	.00
Узел 30	114.5	-3.76	.00	.00	37.20	15.80	.00	.00
	40	4	30.50	16.50	.08	2.05	.176	.00
Узел 40	113.6	-3.57	.00	.00	30.50	16.50	.00	.00
	50	5	28.80	18.60	.13	3.24	.176	.00
Узел 50	112.4	-4.53	.00	.00	28.80	18.60	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.72 МВт
реактивной - 17.22 Мвар
Потери в линиях - 1.12 МВт 2.56 Мвар
Потери в трансформаторах - .60 МВт 14.66 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.43 Мвар
Суммарная генерация - 126.22 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.12 МВт 2.56 Мвар
Потери в трансформаторах - .60 МВт 14.66 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .30 МВт 1.97 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 116.759 кВ

Таблица К.13. 13 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-47.10	-46.71	.53	1.12	.319	.69
	6	5	-29.12	-22.04	.15	.38	.175	.20
Узел 6	121.0	.00	76.22	68.74	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-13.85	.13	3.47	.246	.00
Узел 10	122.0	3.94	50.00	13.85	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.72 МВт
реактивной - 16.88 Мвар
Потери в линиях - 1.14 МВт 2.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .58 МВт 14.28 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.48 Мвар
Суммарная генерация - 126.22 МВт, потребление - 124.20 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - 1.14 МВт 2.60 Мвар
Потери в трансформаторах - .58 МВт 14.28 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .31 МВт 2.00 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 117.601 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

РУР оптимального режима на 3 интервале постоянства нагрузок

В приложении Л представлены результаты расчётов в программе REGIM при оптимизации режима на 3 интервале постоянства нагрузок.

Таблица Л.1. 1 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.13	-20.97	.19	.40	.190	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	53.34	37.31	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-29.91	.17	4.53	.281	.00
Узел 10	120.0	4.08	50.00	29.91	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.26 МВт
реактивной - 14.03 Мвар
Потери в линиях - .76 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .50 МВт 12.29 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.18 Мвар
Суммарная генерация - 103.34 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .76 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .50 МВт 12.29 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.84 Мвар
Среднее напряжение в узлах - 113.000 кВ

Таблица Л.2. 2 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.14	-16.45	.17	.35	.179	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	53.35	32.79	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-34.76	.18	4.86	.291	.00
Узел 10	121.0	3.96	50.00	34.76	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.28 МВт
реактивной - 14.35 Мвар
Потери в линиях - .77 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .51 МВт 12.61 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.19 Мвар
Суммарная генерация - 103.35 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .77 МВт 1.74 Мвар
Потери в трансформаторах - .51 МВт 12.61 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .28 МВт 1.84 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 Мвар
Среднее напряжение в узлах - 113.196 кВ

Таблица Л.3. 3 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.12	-25.50	.22	.46	.204	.62
	6	5	-22.21	-16.34	.09	.24	.139	.18
Узел 6	115.0	.00	53.33	41.84	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-25.14	.16	4.25	.272	.00
Узел 10	119.0	4.20	50.00	25.14	.00	.00	.00	.00

```
 Номер бал.уз. -   6   Точность расчета -   .02   Температура- 20.00
 Число узлов- 11  Число ветвей- 10  Число тр-ов-  5 Число итераций- 4
 Потери мощности в сети:  активной -       1.26 МВт
                          реактивной -     13.78 Мвар
 Потери в линиях -                                .77 МВт       1.75 Мвар
 Потери в трансформаторах -                       .49 МВт      12.03 Мвар
 Генерация реактивной мощности в линиях -        3.18 Мвар
 Суммарная генерация -    103.33 МВт,  потребление -     101.80 МВт
 ------------ Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------------------
 Потери в линиях -                                .77 МВт       1.75 Мвар
 Потери в трансформаторах -                       .49 МВт      12.03 Мвар
 Потери холостого хода в трансформаторах          .28 МВт       1.83 Мвар
 Потери мощности в шунтах                         .00 МВт        .00 МВар
 Среднее напряжение в узлах  -  112.804 кВ
```

Таблица Л.4. 4 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.11	-25.18	.21	.45	.201	.64
	6	5	-22.21	-16.29	.09	.23	.138	.19
Узел 6	116.0	.00	53.32	41.48	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-25.23	.16	4.18	.270	.00
Узел 10	120.0	4.12	50.00	25.23	.00	.00	.00	.00

```
 Номер бал.уз. -   6   Точность расчета -   .02   Температура- 20.00
 Число узлов- 11  Число ветвей- 10  Число тр-ов-  5 Число итераций- 4
 Потери мощности в сети:  активной -       1.23 МВт
                          реактивной -     13.54 Мвар
 Потери в линиях -                                .76 МВт       1.72 Мвар
 Потери в трансформаторах -                       .48 МВт      11.82 Мвар
 Генерация реактивной мощности в линиях -        3.23 Мвар
 Суммарная генерация -    103.32 МВт,  потребление -     101.80 МВт
 ------------ Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------------------
 Потери в линиях -                                .76 МВт       1.72 Мвар
 Потери в трансформаторах -                       .48 МВт      11.82 Мвар
 Потери холостого хода в трансформаторах          .29 МВт       1.86 Мвар
 Потери мощности в шунтах                         .00 МВт        .00 МВар
 Среднее напряжение в узлах  -  113.836 кВ
```

Таблица Л.5. 5 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.10	-29.47	.24	.50	.214	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	53.30	45.72	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-20.55	.15	3.90	.260	.00
Узел 10	120.0	4.17	50.00	20.55	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.22 МВт
реактивной - 13.13 Мвар
Потери в линиях - .76 МВт 1.72 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.41 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.28 Мвар
Суммарная генерация - 103.30 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .76 МВт 1.72 Мвар
Потери в трансформаторах - .46 МВт 11.41 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.89 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.671 кВ

Таблица Л.6. 6 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.10	-33.83	.27	.57	.227	.66
	6	5	-22.20	-16.21	.09	.23	.135	.19
Узел 6	118.0	.00	53.30	50.04	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-15.87	.14	3.67	.253	.00
Узел 10	120.0	4.21	50.00	15.87	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.22 МВт
реактивной - 12.80 Мвар
Потери в линиях - .77 МВт 1.73 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.07 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.33 Мвар
Суммарная генерация - 103.30 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .77 МВт 1.73 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.07 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.92 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.506 кВ

Таблица Л.7. 7 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.09	-24.87	.20	.43	.199	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	53.30	41.12	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-25.32	.16	4.12	.268	.00
Узел 10	121.0	4.05	50.00	25.32	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.21 МВт
реактивной - 13.30 Мвар
Потери в линиях - .74 МВт 1.68 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.61 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.29 Мвар
Суммарная генерация - 103.30 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .74 МВт 1.68 Мвар
Потери в трансформаторах - .47 МВт 11.61 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.90 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 114.867 кВ

Таблица Л.8. 8 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.10	-20.27	.18	.38	.185	.65
	6	5	-22.21	-16.25	.09	.23	.137	.19
Узел 6	117.0	.00	53.30	36.52	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-30.17	.17	4.40	.277	.00
Узел 10	122.0	3.93	50.00	30.17	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.22 МВт
реактивной - 13.54 Мвар
Потери в линиях - .74 МВт 1.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .48 МВт 11.87 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.30 Мвар
Суммарная генерация - 103.30 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .74 МВт 1.67 Мвар
Потери в трансформаторах - .48 МВт 11.87 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.90 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.063 кВ

Таблица Л.9. 9 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
				Район N= 0				
	1	3	-49.76	-16.28	.30	.63	.258	.56
	1	10	49.76	16.28	.14	3.80	.257	.00
Узел 1	117.7	.29	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	2	3	22.52	15.47	.07	.15	.136	.12
	2	20	-22.52	-15.47	.08	1.93	.136	.00
Узел 2	116.0	-.44	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	3	30	-34.06	-17.17	.10	2.32	.189	.00
	3	1	49.46	16.76	.30	.63	.258	.55
	3	2	-22.59	-15.38	.07	.15	.136	.12
	3	4	-23.66	-14.22	.06	.19	.137	.16
	3	6	30.85	30.01	.23	.49	.211	.64
Узел 3	116.6	-.26	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	4	3	23.61	14.34	.06	.19	.137	.16
	4	40	-23.61	-14.34	.05	1.25	.138	.00
Узел 4	116.0	-.53	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	5	50	-22.12	-16.36	.08	1.92	.136	.00
	5	6	22.12	16.36	.09	.23	.135	.19
Узел 5	117.1	-.27	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	6	3	-31.08	-29.20	.23	.49	.211	.66
	6	5	-22.20	-16.21	.09	.23	.135	.19
Узел 6	118.0	.00	53.29	45.41	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-20.61	.15	3.84	.258	.00
Узел 10	121.0	4.10	50.00	20.61	.00	.00	.00	.00
	20	2	22.40	13.30	.08	1.90	.135	.00
Узел 20	111.4	-3.81	.00	.00	22.40	13.30	.00	.00
	30	3	33.90	14.40	.10	2.29	.188	.00
Узел 30	113.4	-3.39	.00	.00	33.90	14.40	.00	.00
	40	4	23.50	12.70	.05	1.22	.136	.00
Узел 40	113.3	-2.74	.00	.00	23.50	12.70	.00	.00
	50	5	22.00	14.20	.08	1.89	.135	.00
Узел 50	112.2	-3.52	.00	.00	22.00	14.20	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.20 МВт
реактивной - 12.89 Мвар
Потери в линиях - .74 МВт 1.68 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.21 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.34 Мвар
Суммарная генерация - 103.29 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .74 МВт 1.68 Мвар
Потери в трансформаторах - .45 МВт 11.21 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .29 МВт 1.92 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 115.702 кВ

Таблица Л.10. 10 шаг во внутреннем цикле оптимизации

	Граничные узлы начало	конец	Поток P МВт	Поток Q Мвар	Потери P МВт	Потери Q Мвар	Ток кА	Qc Мвар
Номер узла	U кВ	Фаза град	P ген. МВт	Q ген. Мвар	P наг. МВт	Q наг. Мвар	P нб. МВт	Q нб. Мвар
	6	3	-31.08	-33.60	.26	.56	.225	.67
	6	5	-22.20	-16.17	.09	.22	.134	.19
Узел 6	119.0	.00	53.29	49.77	.00	.00	.00	.00
	10	1	-50.00	-15.89	.14	3.61	.251	.00
Узел 10	121.0	4.14	50.00	15.89	.00	.00	.00	.00

Номер бал.уз. - 6 Точность расчета - .02 Температура- 20.00
Число узлов- 11 Число ветвей- 10 Число тр-ов- 5 Число итераций- 4
Потери мощности в сети: активной - 1.19 МВт
реактивной - 12.57 Мвар
Потери в линиях - .75 МВт 1.70 Мвар
Потери в трансформаторах - .44 МВт 10.87 Мвар
Генерация реактивной мощности в линиях - 3.39 Мвар
Суммарная генерация - 103.29 МВт, потребление - 101.80 МВт
---------- Потери мощности на напряжении 110 кВ ----------
Потери в линиях - .75 МВт 1.70 Мвар
Потери в трансформаторах - .44 МВт 10.87 Мвар
Потери холостого хода в трансформаторах .30 МВт 1.95 Мвар
Потери мощности в шунтах .00 МВт .00 МВар
Среднее напряжение в узлах - 116.536 кВ

ВКР 13.03.02.05

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

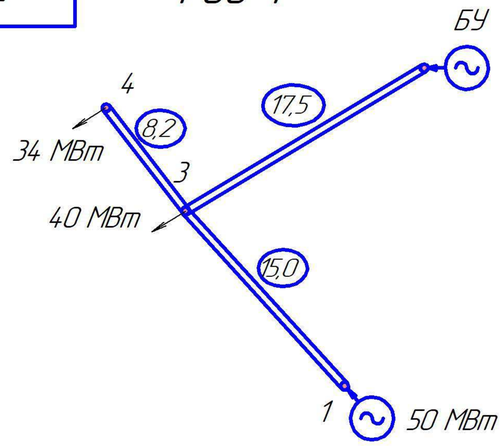
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

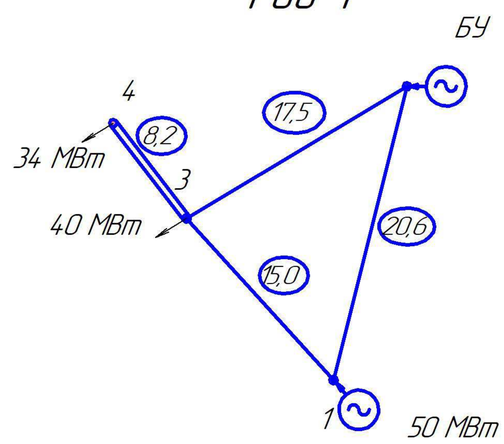
Подп. и дата

Инв. № подл.

Год 1

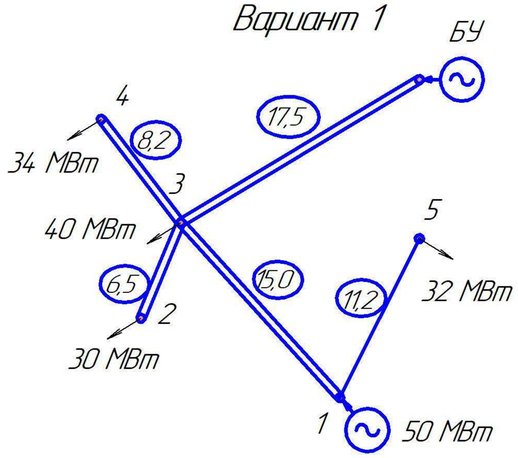


Год 1

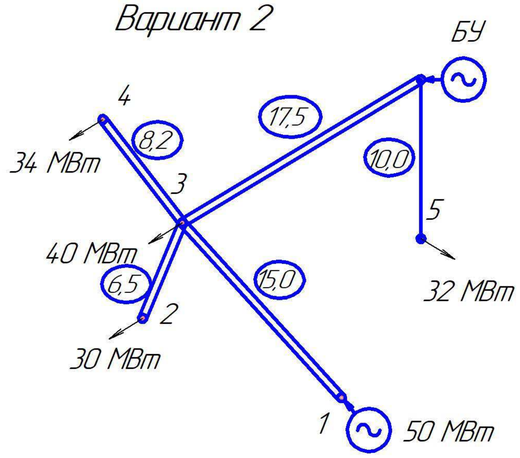


Год 2

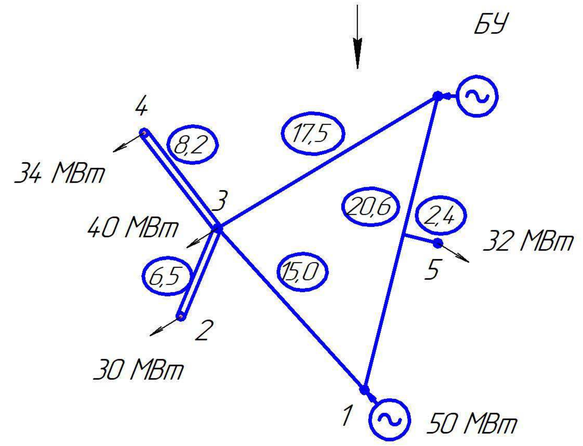
Вариант 1



Вариант 2



Год 2



Показатель	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные затраты, млн руб.	2897	2717
Эксплуатационные издержки, млн руб.	246	230
Доход, млн руб.	1496	1496
Чисто дисконтированный доход, млн руб	1749	1980
Приведённые затраты, млн руб.	3592	3362
Срок окупаемости	2 года 11 мес.	2 года 7 мес.
Рентабельность, о.е.	1,80	1,95
Себестоимость передачи электроэнергии, коп/кВт·ч	41,1	38,4
КПД электропередачи, %	98,1	98,4

Приведённые затраты: $$З=\sum_{t=0}^{T}\frac{К_t+И_t+У_t}{(1+E)^t}$$

Чисто дисконтированный доход: $$ЧДД=\sum_{t=0}^{T}\frac{Д_t-К_t-И_t-У_t}{(1+E)^t}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		А.Д. Савчук		
Пров.		А.А. Герасименко		
Т.контр.				
Н.контр.		А.А. Герасименко		
Утв.		И.В. Коваленко		

ВКР 13.03.02.05

Технико-экономические показатели вариантов РЭС

Лит.	Масса	Масштаб
		1:1

Лист 1 Листов 5

Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии

Кафедра "ЭСиЭЭС"

Копировал

Формат А3

ВКР 13.03.02.05

4хУКРМ-10,5-2250-450

27 ячеек

QB

QB

ПС 4

2хТРДН-32000/110

АС 95/16
8,2

ПС 3

QA

АС 150/24
17,5

БУ

QA

АС 185/29
10,0

АС 150/24
15,0

ТРДН-40000/110

ПС 5

26 ячеек

4хУКРМ-10,5-2700-450

АС 95/16
6,5

2хТРДН-32000/110

ПС 3

QB

QB

31 ячейка

4хУКРМ-10,5-1350-450

2хТРДН-25000/110

ПС 2

QB

QB

24 ячейки

4хУКРМ-10,5-2250-450

QA

ПС 1

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		А.Д. Савчук		
Пров.		А.А. Герасименко		
Т.контр.				
Н.контр.		А.А. Герасименко		
Утв.		И.В. Коваленко		

ВКР 13.03.02.05

Схема электрических соединений РЭС 110 кВ

Лит.	Масса	Масштаб
		1:1

Лист 2 Листов 5

Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии

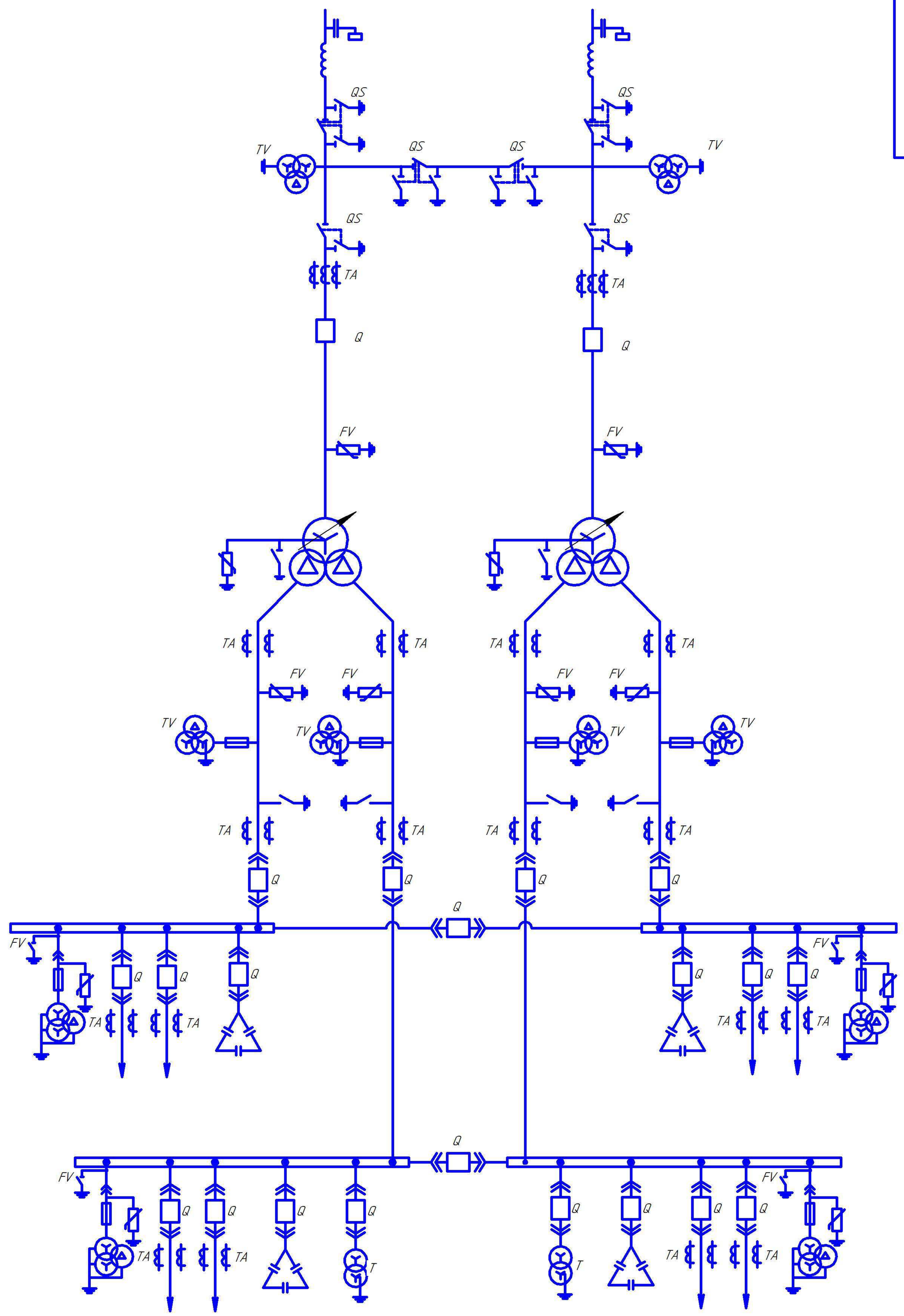
Кафедра "ЭСиЭЭС"

Копировал

Формат А3

Наименование ячейки		ВЛ 110 кВ	Разъединитель РПВ-110/1250 УХЛ1	ВЛ 110 кВ

Конденсатор связи
Высокочастотный заградитель
Разъединитель РПВ-110/1250 УХЛ1
Трансформатор напряжения 110 кВ
Разъединитель РПВ-110/1250 УХЛ1
Трансформатор тока 110 кВ
Выключатель ВТБ-110-40/2000 УХЛ1
Ограничитель перенапряжения 110 кВ
Силивой трансформатор ТРДН-32000/110
Трансформатор тока 10 кВ
Ограничитель перенапряжения 10 кВ
Трансформатор напряжения 10 кВ
Трансформатор тока 110 кВ
Выключатель ВВ-TEL-10-20/1600 У2
Две рабочих секционированных системы шин
Выключатель ВВ-TEL-10-20/1600 У2
Трансформатор тока 10 кВ



Трансформатор напряжения 10кВ	ВЛ 10 кВ	УКРМ-10,5--2250-450	ТСН	Секционный выключатель	ТСН	УКРМ-10,5--2250-450	ВЛ 10 кВ	Трансформатор напряжения 10кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		А.Д. Савчук		
Пров.		А.А. Герасименко		
Т.контр.				
Н.контр.		А.А. Герасименко		
Утв.		И.В. Коваленко		

ВКР 13.03.02.05

Схема электрических соединений подстанции №4 110/10 кВ

Лит.	Масса	Масштаб
		1:1

Лист 3 Листов 5

Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии

Кафедра "ЭСиЭЭС"

Копировал

Формат А3

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ВКР 13.03.02.05

ВКР 13.03.02.05

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

k_{T4} 10,64 / 10,83 / 10,83

112,4 ∠ −2,69°
113,6 ∠ −3,57°
113,3 ∠ −2,74°

400 — 40 — 0,93+j21,7

23,0+j12,4
30,5+j16,5
23,5+j12,7

10,56 ∠ −2,69°
10,49 ∠ −3,57°
10,47 ∠ −2,74°

23,11+j14,00
30,64+j18,97
23,61+j14,34

115,1 ∠ −0,50°
117,2 ∠ −0,74°
116,0 ∠ −0,53°

4

0,05+j1,21
0,08+j2,08
0,05+j1,25

0,06+j0,39
0,06+j0,39
0,06+j0,39

4,84−j35,4

j0,15
j0,16
j0,16

1,25+j1,78

0,05+j0,18
0,09+j0,31
0,06+j0,19

j0,15
j0,16
j0,16

k_{T3} 10,64 / 10,83 / 10,83

10,58 ∠ −3,39°
10,58 ∠ −3,76°
10,47 ∠ −3,39°

113,4 ∠ −3,39°
114,5 ∠ −3,76°
113,4 ∠ −3,39°

300 — 30 — 0,93+j21,7

32,5+j13,8
37,2+j15,8
33,9+j14,4

32,66+j16,41
37,38+j19,00
34,06+j17,17

115,7 ∠ −0,22°
118,0 ∠ −0,40°
116,6 ∠ −0,26°

3

23,16+j14,48
30,73+j19,60
23,67+j14,85

27,52+j25,97
46,60+j39,85
30,85+j44,20

1,73+j3,68

0,09+j2,16
0,12+j2,74
0,10+j2,32

0,07+j0,45
0,06+j0,46
0,06+j0,45

4,84−j35,4

j0,63
j0,66
j0,64

0,20+j0,42
0,49+j1,04
0,23+j0,49

j0,65
j0,68
j0,66

115,1 ∠ −0,39°
117,2 ∠ −0,61°
116,0 ∠ −0,44°

2

0,99+j1,41

21,17+j14,83
27,97+j20,04
22,59+j15,86

j0,12
j0,12
j0,12

0,06+j0,13
0,11+j0,23
0,07+j0,15

j0,12
j0,12
j0,12

21,11+j14,46
27,86+j19,57
22,52+j15,47

4,08−j26,5

0,04+j0,24
0,04+j0,24
0,04+j0,24

49,70+j18,28
49,72+j16,87
49,70+j18,86

j0,54
j0,56
j0,55

1,49+j3,15

0,30+j0,63
0,28+j0,60
0,30+j0,63

116,8 ∠ 0,34°
119,0 ∠ 0,15°
117,7 ∠ 0,29°

1

j0,55
j0,57
j0,56

50,0+j20,0
50,0+j18,6
50,0+j20,6

0,07+j1,72
0,12+j2,93
0,08+j1,93

1,27+j27,9

20 — 10,45 / 10,64 / 10,64 — k_{T2}

110,7 ∠ −3,60°
111,5 ∠ −4,74°
114,4 ∠ −3,81°

200

10,59 ∠ −3,60°
10,48 ∠ −4,74°
10,47 ∠ −3,81°

21,0+j12,5
27,7+j16,4
22,4+j13,3

117,0 ∠ 0,0°
120,0 ∠ 0,0°
118,0 ∠ 0,0°

Б — БУ

4,93+j4,3,92
76,21+j64,34
53,28+j61,62

27,72+j27,67
47,09+j42,23
31,08+j45,41

22,21+j16,25
29,12+j22,11
22,20+j16,21

j0,19
j0,20
j0,19

1,62+j4,13

0,09+j0,24
0,17+j0,43
0,09+j0,24

j0,19
j0,19
j0,19

116,1 ∠ −0,28°
118,8 ∠ −0,37°
117,1 ∠ −0,28°

5

22,12+j16,39
28,97+j22,12
22,12+j16,36

2,72−j19,7

0,04+j0,26
0,04+j0,28
0,04+j0,23

1,44+j34,8

0,08+j1,93
0,13+j3,24
0,08+j1,93

111,2 ∠ −3,58°
112,4 ∠ −4,53°
112,2 ∠ −3,52°

50 — k_{T5} 10,64 / 10,64 / 10,64

10,45 ∠ −3,58°
10,56 ∠ −4,53°
10,54 ∠ −3,52°

500

22,0+j14,2
28,8+j18,6
22,0+j14,2

Примечание:

Режим с 0 до 6 часов
Режим с 8 до 20 часов
Режим с 22 до 0 часов

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		А.Д. Савчук		
Пров.		А.А.Герасименко		
Т.контр.				
Н.контр.		А.А. Герасименко		
Утв.		И.В. Коваленко		

ВКР 13.03.02.05

Схема замещения с РУР оптимизированного режима работы РЭС

Лит.	Масса	Масштаб
		1:1

Лист 4 — Листов 5

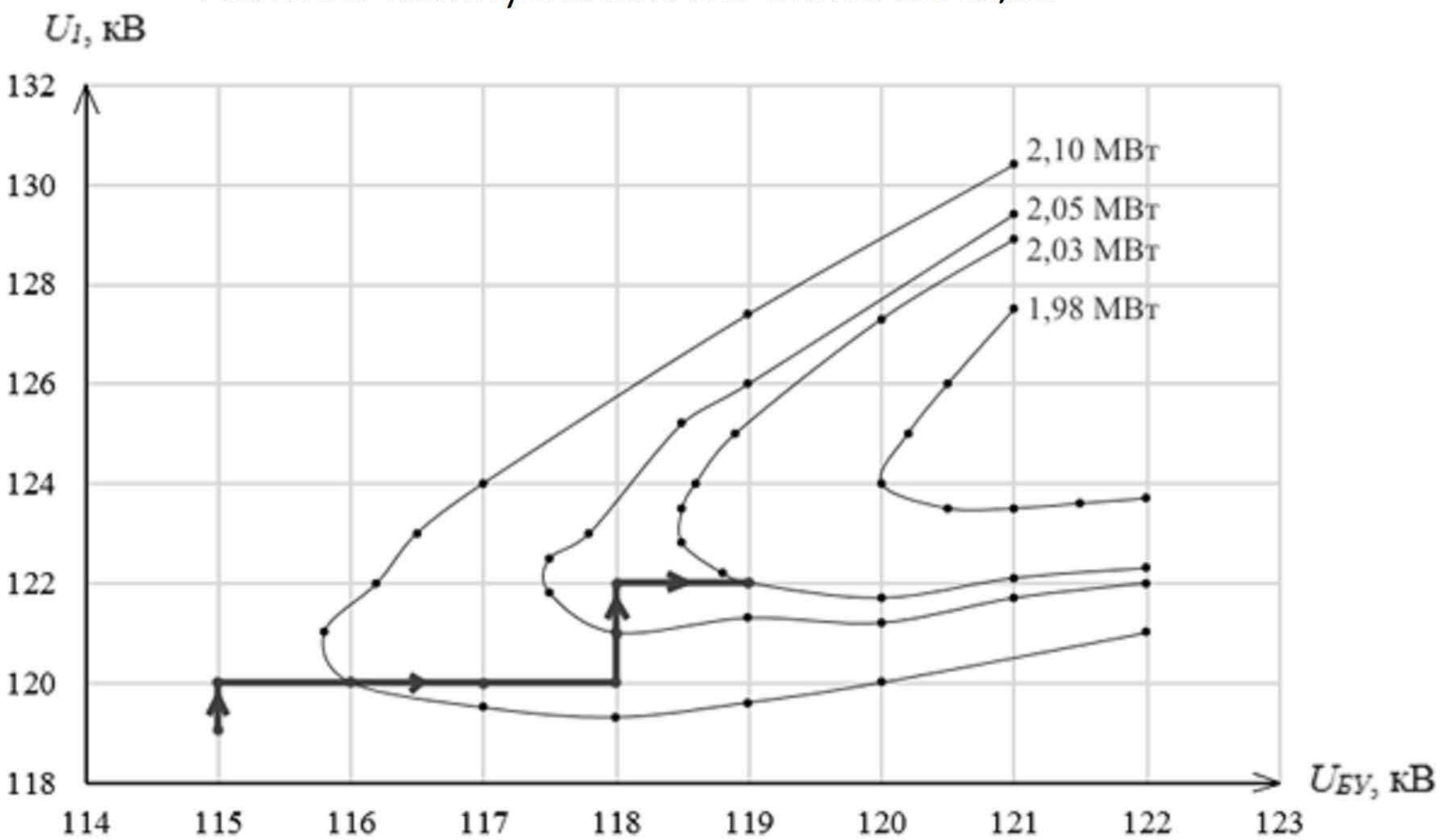
Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии

Кафедра "ЭСиЭЭС"

Копировал — Формат А3

Показатель	Исходный режим	Оптимальный режим
Потери электроэнергии по интервалам постоянства, МВт·ч	8,76	8,58
	29,82	28,28
	6,16	5,96
Суммарные потери электроэнергии,МВт·ч	44,8	42,8
Число переключений РПН, шт	9	6
Годовые издержки на передачу электроэнергии, млн руб.	53,8	52,9
Экономический эффект оптимизации, тыс. руб.	876	

Графическая интерпретация метода покоординатной оптимизации



Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Выпускная квалификационная работа

Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии

Руководитель А.А. Герасименко
Выпускник А.Д. Савчук

Математическая постановка и характеристика задач оптимизации развития и функционирования электрической сети

1. Проектная постановка задачи

Традиционная: $$З_{пр} = \sum_{t=1}^{T}\left(E_н \cdot K_t + И_t + У_t\right)\frac{1}{(1+E)^{t-1}} \to \min \qquad (1)$$

Современная: $$ЧДД = \sum_{t=1}^{T}\left(Д_t - З_t\right)\frac{1}{(1+E)^{t-1}} = \sum_{t=1}^{T}\left(Э_t \cdot C_0 - K_t - И_t - У_t\right)\frac{1}{(1+E)^{t-1}} \to \max \qquad (2)$$

$$T_{ок} = \frac{\sum_{t=1}^{T}\left(K_t + И_t + У_t\right)\frac{1}{(1+E)^{t-1}}}{\sum_{t=1}^{T} Д_t \frac{1}{(1+E)^{t-1}}} \to \min \qquad (3)$$

При $Д_t$ – *idem*, $t \in T$: $$З_{расч} = \sum_{t=1}^{T}\left(K_t + И_t + У_t\right)\frac{1}{(1+E)^{t-1}} \to \min \qquad (4)$$

где $$\left\{K_t, И_t, У_t\right\} = \psi\left(\overline{P}_t, \overline{Q}_t\right)$$

При балансовом ограничении по активной и реактивной мощностям:

$$\omega_P = \sum_{i\in G} P_i - \sum_{k\in H} P_k - \sum_{j\in(n+m)} \Delta P_j = 0$$

$$\omega_Q = \sum_{i\in G} Q_i + \sum_{j\in 1}^{m} Q_j^C - \sum_{k\in H} Q_k - \sum_{j\in(n+m)} \Delta Q_j = 0 \qquad (5)$$

и ограничениях на изменение режимных и управляемых параметров:

$$Q_i^{\min} \le Q_i \le Q_i^{\max},\ i = \overline{1,G},$$ где G – число генерирующих источников, включая КУ

$$U_i^{\min} \le U_i \le U_i^{\max},\ i = \overline{1,n},$$ где n – число узлов

$$k_t^{\min} \le k_t \le k_t^{\max},\ t = \overline{1,Tp},$$ где Tp – число трансформирующих устройств (6)

$$I_j \le I_j^{\partial on},\ j = \overline{1,m},$$ где m – число участков

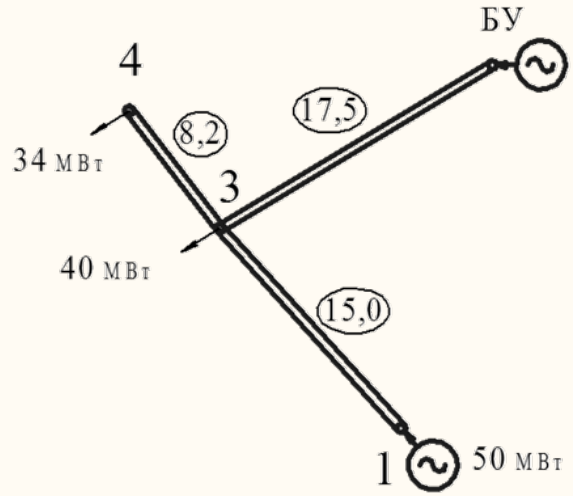
2. Эксплуатационная постановка задачи

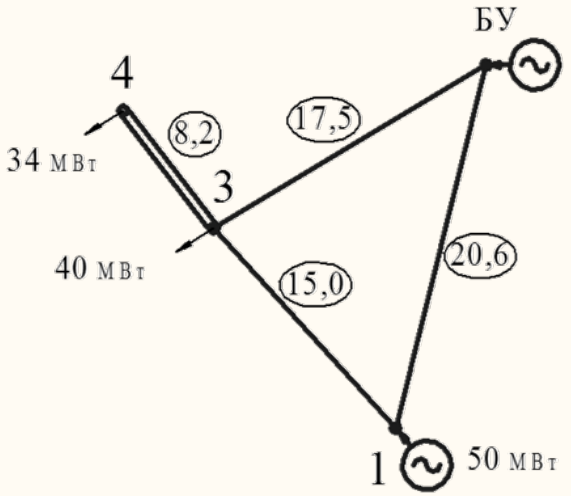
$$\Delta\Theta_\Sigma = \Delta\Theta_H + \Delta\Theta_X = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{n+1}\sum_{j=1}^{n+1}\sum_{k}^{d} \Delta U_{ij}^2 \cdot g_{ij} \cdot t_k + \sum_{i=1}^{n+1} U_i^2 \cdot g_i \cdot T \to \min \qquad (7)$$

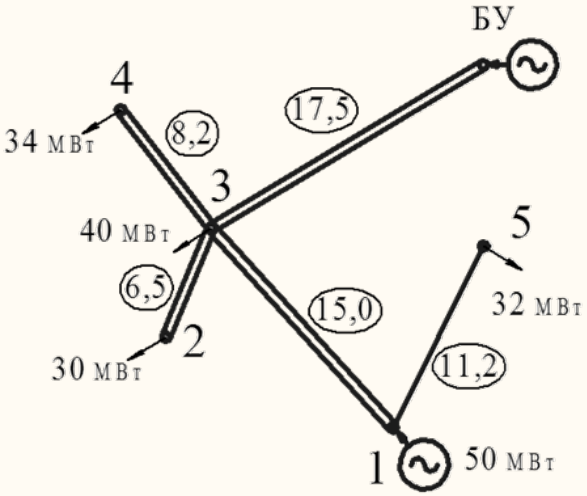
где $\Delta U_{ij}^2 = \Delta\dot{U}_{ij} \cdot \Delta\overset{*}{U}_{ij} = \left(\dot{U}_i - \dot{U}_j\right) \cdot \left(\overset{*}{U}_i - \overset{*}{U}_j\right)$

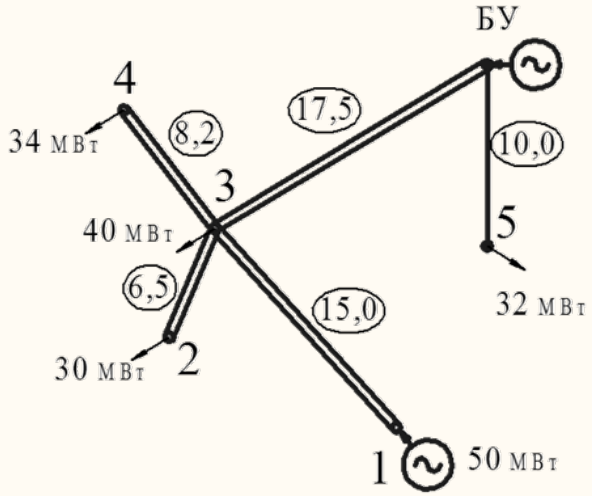
Выбор проектного решения

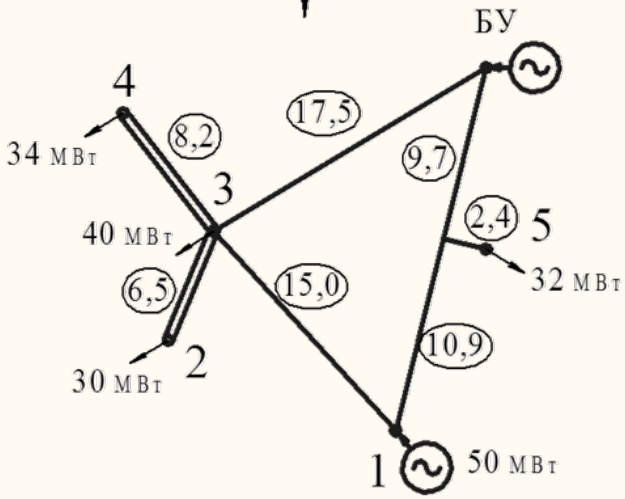
Категории ЭП:
1 – I
2 – II
3 – I
4 – II
5 – II-III









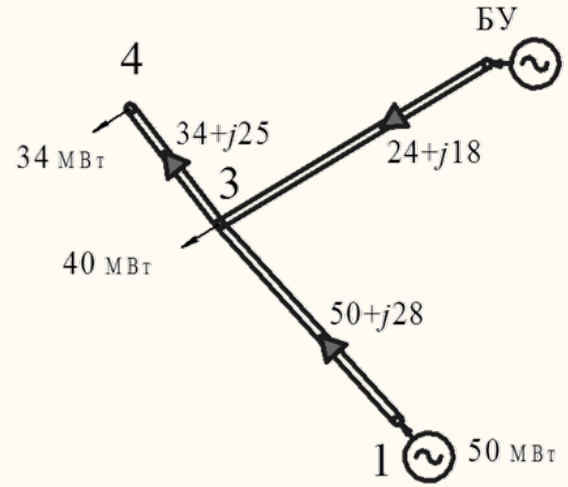


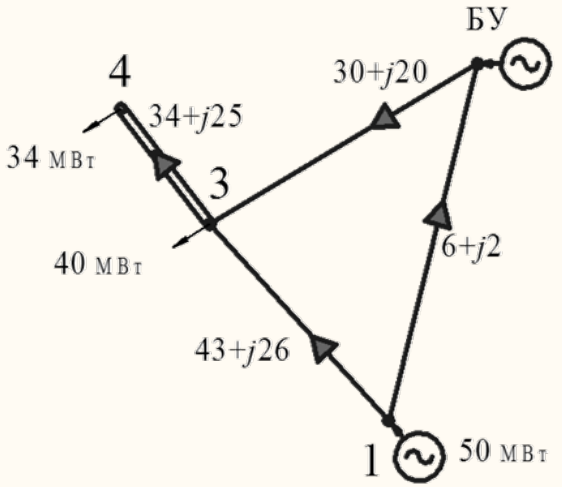
Вариант 1

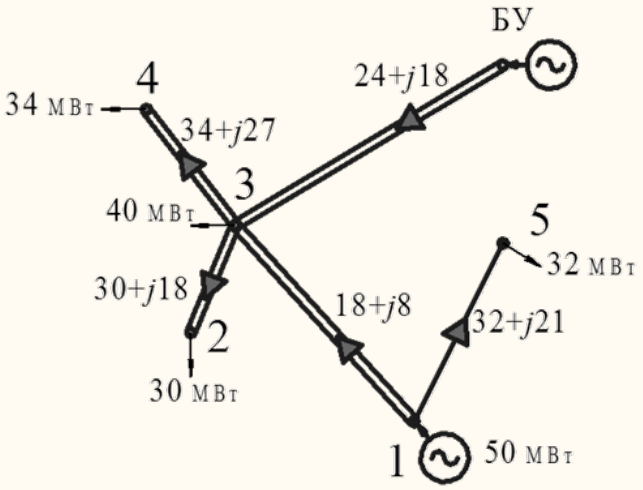
Вариант 2

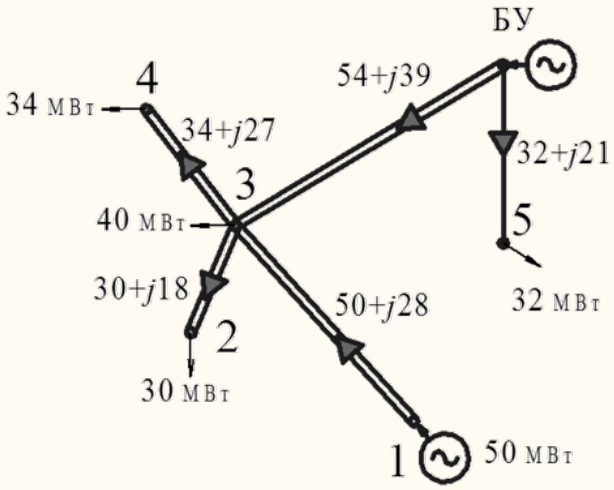
Вариант 3

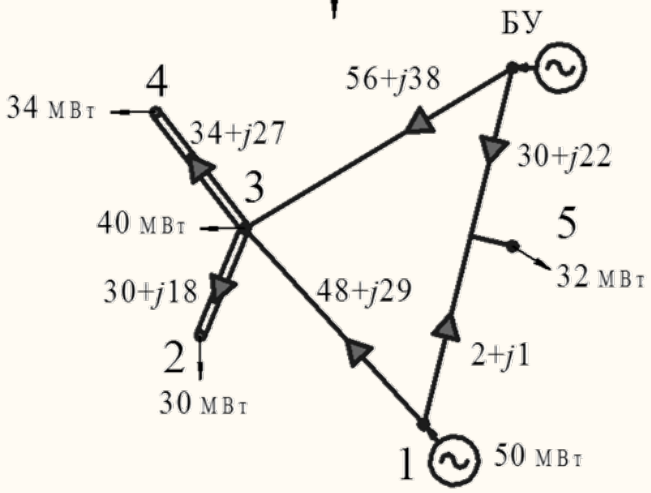
Распределение потоков мощности









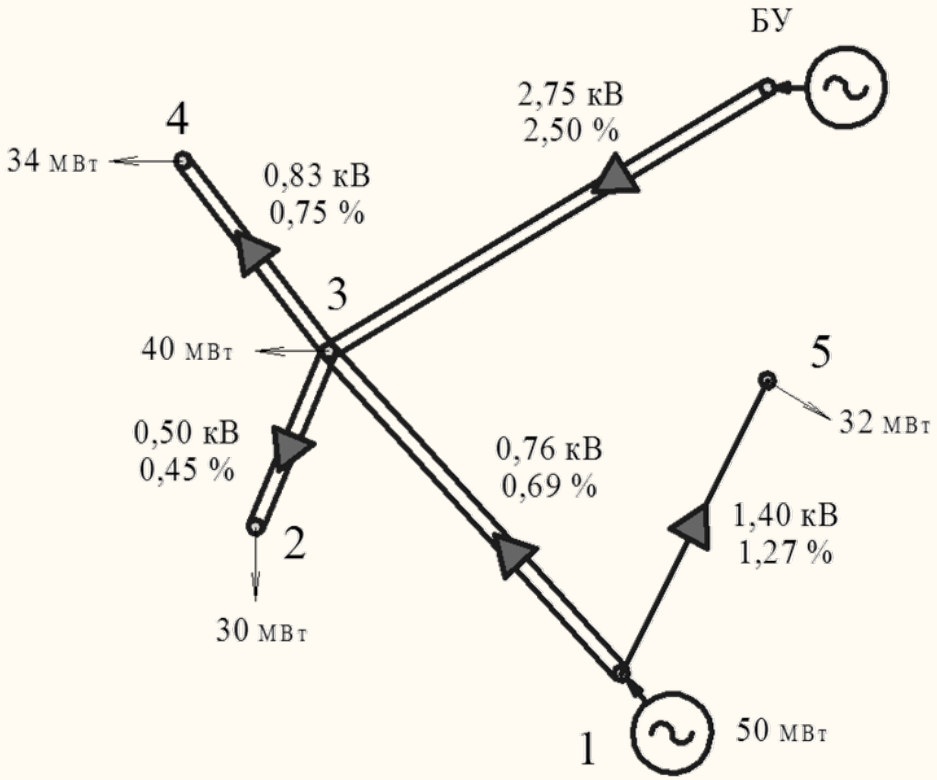


Вариант 1

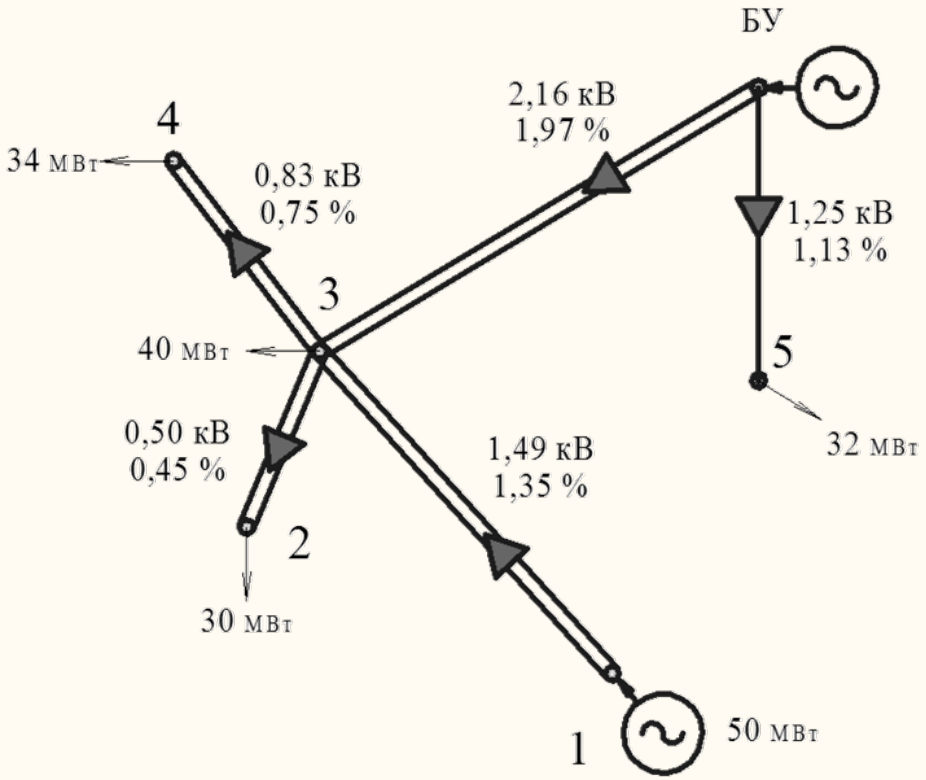
Вариант 2

Вариант 3

Допустимость режимов сети по напряжению



Вариант 1



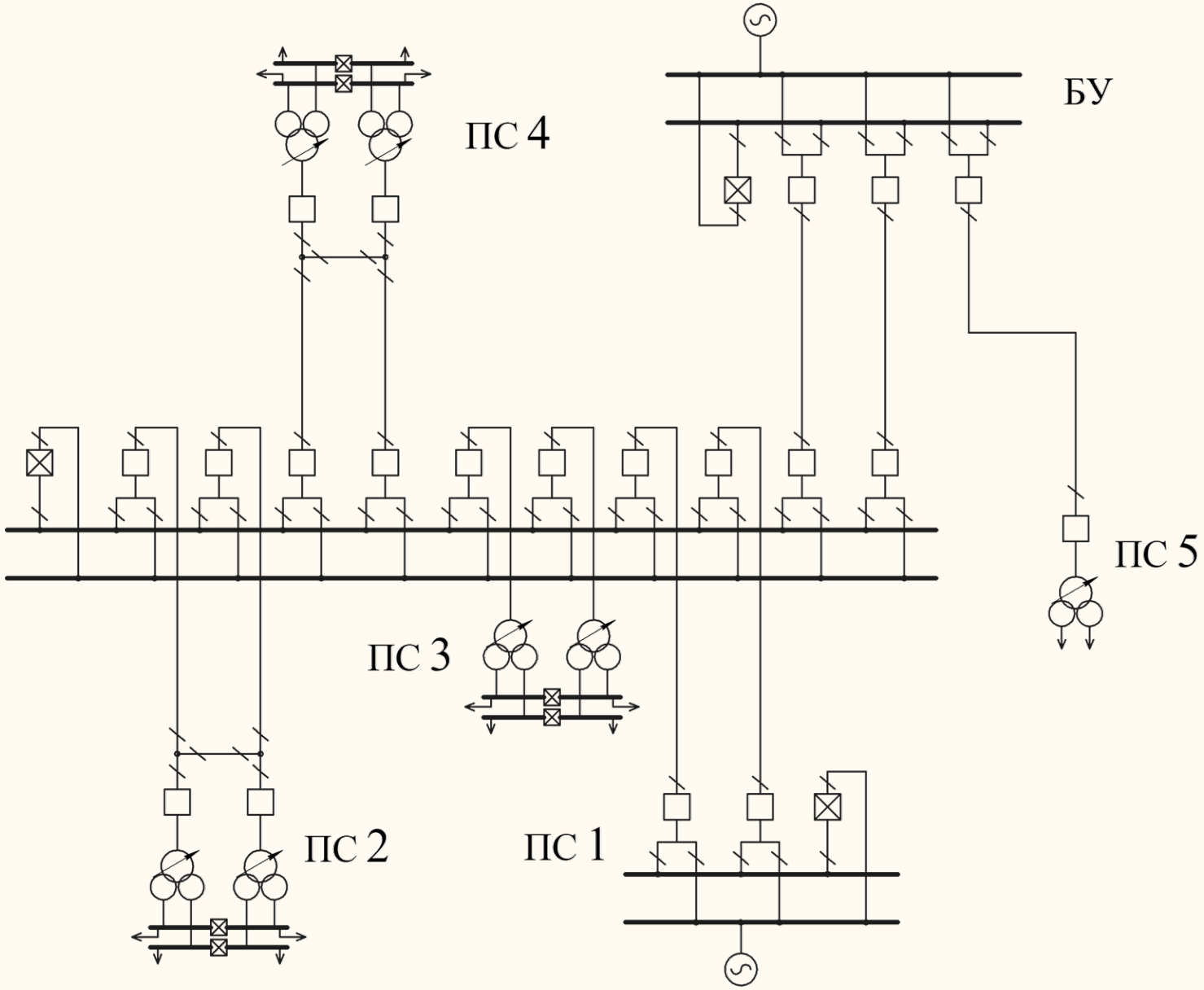
Вариант 2

Экономические показатели

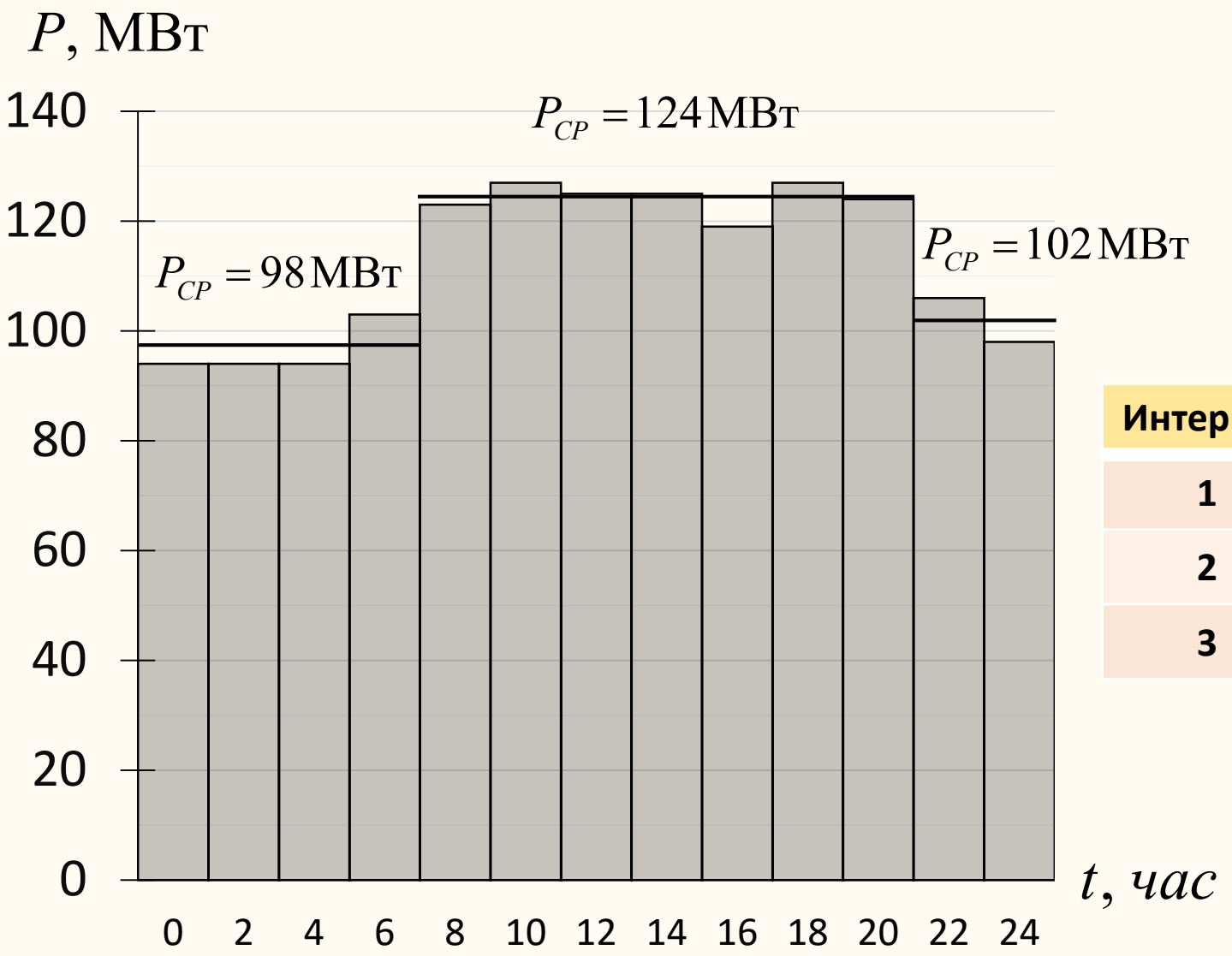
Показатель	Принципиальное выражение	Вариант 1	Вариант 2	Эффект
Ущерб от недоотпуска электроэнергии, млн руб.	$\frac{O_{ГОД}}{P_5 \cdot T_{\max}}$	8,2		Меньше лучше
Эксплуатационные издержки, млн руб.	$И_{АМ.} + И_{ЭКС.}$	246	230	Меньше лучше
Чисто дисконтированный доход, млн руб.	$\sum_{t=1}^{T} \frac{Д_t - К_t - И_t - У_t}{(1+E)^{t-1}}$	1889	1980	Больше лучше
Расчётные затраты, млн руб.	$\sum_{t=1}^{T} \frac{К_t + И_t + У_t}{(1+E)^{t-1}}$	3442	3362	Меньше лучше
Приведенные затраты, млн руб.	$\sum_{t=1}^{T} \frac{E_н К_t + И_t + У_t}{(1+E)^{t-1}}$	258	249	Меньше лучше
Срок окупаемости	$\sum_{t=1}^{T} \frac{З_t}{Д_t}$	2 года 9 мес.	2 года 7 мес.	Меньше лучше

T – срок эксплуатации, равный 5 годам

Упрощённая схема электрических соединений оптимального варианта



Суточный график нагрузок потребителей



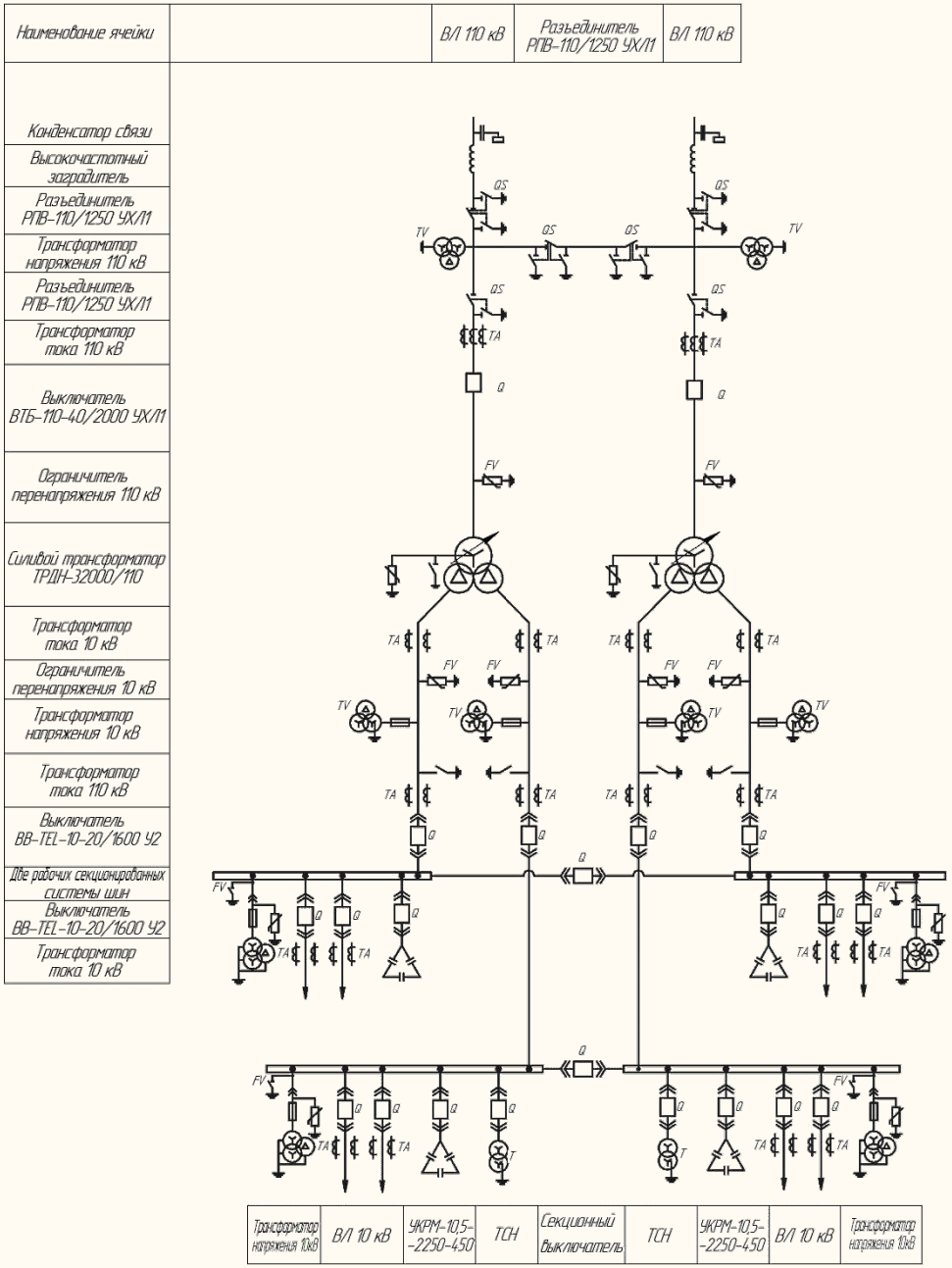
Интервал	Время, ч	P_{CP}, МВт
1	0-6	98
2	8-20	124
3	22-0	102

Анализ нормального и послеаварийного электрических режимов

Интервал постоянства	Подстанция	Трансформируемое напряжение, кВ		Ответвление		Напряжение на НН, кВ	
		норм	п/ав	норм	п/ав	норм	п/ав
1	2	108,9	107,7	0	-1	10,42	10,49
	3	110,8	109,6	1	0	10,41	10,48
	4	110,6	109,4	0	0	10,58	10,46
	5	109,1	109,1	0	0	10,44	10,44
2	2	106,3	104,2	-2	-3	10,54	10,53
	3	109,3	107,5	0	-1	10,45	10,46
	4	108,6	106,6	-1	-2	10,58	10,57
	5	107,0	107,0	-1	-1	10,42	10,42
3	2	108,4	107,0	-1	-1	10,56	10,42
	3	110,5	109,2	0	0	10,57	10,44
	4	110,4	109,0	0	0	10,56	10,43
	5	109,1	109,1	0	0	10,44	10,44

Требуемое напряжение = 10,5 кВ

Схема электрических соединений подстанции 4



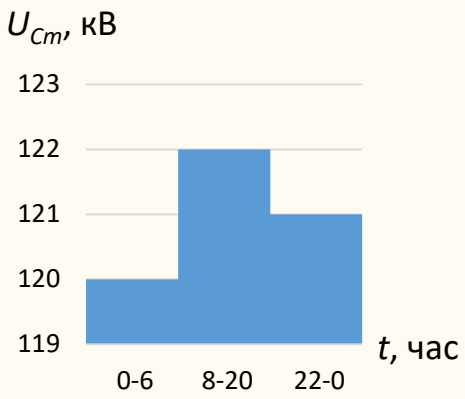
Применение метода покоординатной оптимизации

Критерий оптимальности

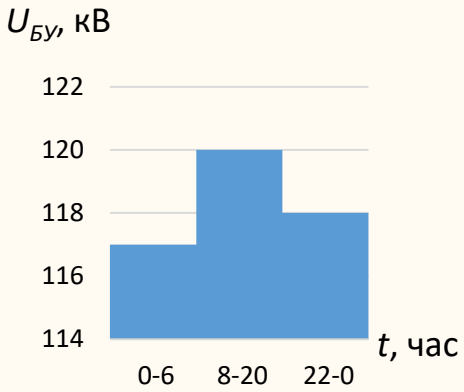
$$\Delta Э_{\Sigma}(U_1 ; U_{БУ}) \rightarrow \min$$

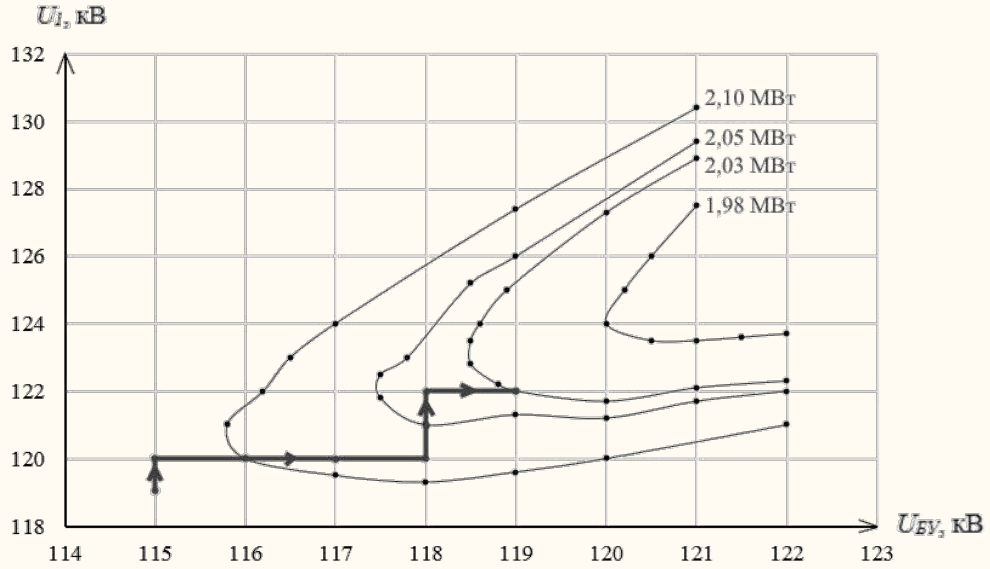
Диаграммы изменения напряжения на источниках:

Станция 1



БУ





Применение метода покоординатной оптимизации для 2 интервала постоянства

Анализ нормального и оптимального электрических режимов

Интервал постоянства	Подстанция	Трансформируемое напряжение, кВ		Ответвление		Напряжение на НН, кВ	
		норм	оптим	норм	оптим	норм	оптим
1	2	108,9	111,5	0	0	10,42	10,59
	3	110,8	114,5	1	1	10,41	10,58
	4	110,6	113,6	0	1	10,58	10,56
	5	109,1	112,4	0	1	10,44	10,45
2	2	106,3	110,7	-2	1	10,54	10,48
	3	109,3	112,6	0	2	10,45	10,58
	4	108,6	112,4	-1	2	10,58	10,49
	5	107,0	111,2	-1	1	10,42	10,56
3	2	108,4	111,4	-1	1	10,56	10,47
	3	110,5	113,4	0	2	10,57	10,47
	4	110,4	113,3	0	2	10,56	10,47
	5	109,1	112,2	0	1	10,44	10,54

Желаемое напряжение = 10,5 кВ

Эффект оптимизации

Потери электроэнергии ΔЭ:

Интервал	$\Delta Э_{исх}$, МВт·ч	$\Delta Э_{опт}$, МВт·ч	Снижение в %
1	8,76	8,58	2,0
2	29,82	28,28	5,2
3	6,16	5,96	3,3
За сутки	44,8	42,8	4,5
За год	16 352	15 622	4,5

Стоимость потерь в исходном варианте – 19,6 млн руб. в год.

Стоимость потерь в оптимальном варианте – 18,7 млн руб. в год.

Снижение потерь электроэнергии за год составило 730 МВт·ч или 876 тыс. руб. в денежном эквиваленте

Центральные обобщающие показатели

Себестоимость передачи	$88\ \frac{\text{коп}}{\text{кВт·ч}}$
Отпускаемая электроэнергия	$1014 \cdot 10^3$ МВт·ч
Потребляемая электроэнергия	$998 \cdot 10^3$ МВт·ч
Потери электроэнергии	$16 \cdot 10^3$ МВт·ч
Доля потерь от отпускаемой электроэнергии	1,58 %
КПД спроектированной сети	98,4 %
Рентабельность	195 %

Принципиальные выводы:

1) В рамках квалификационной работы совместно представлено принципиальное решение задачи проектирования и эксплуатации
2) Анализ ряда показателей свидетельствует от приемлемости принятых проектных и эксплуатационных решений

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В.Коваленко
«26» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

«ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ»

Руководитель _____ профессор А.А. Герасименко

Выпускник _____ А.Д. Савчук

Красноярск 2019

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ И.В.Коваленко
«__7__» __12__ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Красноярск 2018

Студенту Савчуку Артёму Денисовичу
Группа ФЭ 15-04Б Направление (специальность) 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» 13.03.02.05 «Электроэнергетические системы и сети»
Тема выпускной квалификационной работы «Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии»
Утверждена приказом по университету № 18609 от 10.12.2018 г.
Руководитель ВКР - А.А. Герасименко, профессор кафедры «ЭСиЭЭС», ПИ СФУ

1. Исходные данные для ВКР:
   1.1. Ситуационный план районной сети.
   1.2. Величины максимальных нагрузок, категории электроприёмников.
2. Содержание разделов:
   2.1. Проектная часть
   2.2. Сравнение вариантов по экономическим показателям
   2.3. Расчёт токов короткого замыкания
   2.4. Проектирование подстанции
   2.5. Определение графиков электрических нагрузок
   2.6. Расчёт и анализ характерных установившихся режимов
   2.7. Оптимизация установившегося режима
   2.8. Определение дополнительных технико-экономических показателей

Перечень графического материала:

1. Технико-экономические показатели вариантов РЭС
2. Принципиальная схема электрических соединений РЭС 110 кВ
3. Схема электрических соединений подстанции № 4
4. Схема замещения с РУР оптимизированного режима работы РЭС
5. Эффект оптимизации режима РЭС

Руководитель ВКР _____ А.А. Герасименко
подпись

Задание принял к исполнению _____ А.Д. Савчук
подпись

«17» 09 2018 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оптимизация развития и функционирования систем распределения электрической энергии» содержит 150 страниц текстового документа, 20 использованных источников, 8 приложений, 5 листов графического материала.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРОЕКТ СЕТИ 110 КВ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, РАСЧЁТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА НА СУТОЧНОМ ИНТЕРВАЛЕ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, СУТОЧНЫЙ ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЁТ НА ЭВМ.

Целью данной выпускной квалификационной работы являлось проектирование сети 110 кВ и оптимизация режима напряжения.

В ходе работы было произведено сравнение вариантов выполнения РЭС, выбран оптимальный, выбрано основное оборудование подстанции 4, рассчитан нормальный, послеаварийный, а также оптимальный режим напряжения сети.